



REGIONE BASILICATA



**PARCO EOLICO SERRA GAGLIARDI**  
**GENZANO DI LUCANIA (PZ)**

**PROCEDURA DI VERIFICA DI COMPATIBILITA'  
PAESAGGISTICA**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

2					
1					
0	14/01/2011	Ing. M.Martellucci	Ing. M.Martellucci	Ing. Francesco Chiappari	
<b>Em./Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Red./Dis.</b>	<b>Verificato</b>	<b>Approvato</b>	<b>Descrizione</b>



Redazione: **SKYWIND S.r.l.** via Marconi, 6, 04024 Gaeta (LT)

Titolo dell'allegato:

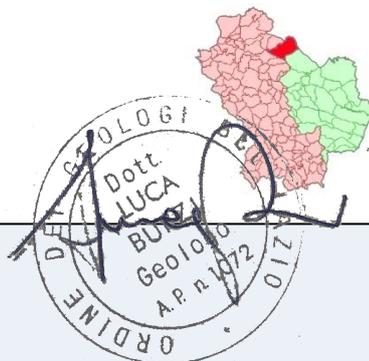
**SIA - RELAZIONE TECNICA**

Pagine:

1-81

Doc.n°:

A.17



Committente:



**SKYWIND**

S.r.l. Via Marconi, 6  
04024 Gaeta (LT) ITALY

<i>Titolo dell'allegato:</i> _____		
<b>1 INTRODUZIONE</b>		<b>5</b>
1.1 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE		5
1.2 BACKGROUND SULL'ENERGIA EOLICA		6
1.3 FABBISOGNI STRATEGICI DI ENERGIA EOLICA		8
1.3.1 Internazionale		8
1.3.2 Europa		8
1.3.3 Nazionale		9
1.3.3.1 Il decreto Bersani ed il nuovo meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili		12
1.3.4 Regionale		13
1.4 SINTESI E BACKGROUND SULLA LOCALIZZAZIONE DEL SITO		15
1.4.1 Vincoli ambientali		15
1.4.2 Risorsa eoliche		16
1.4.3 Composizione del sottosuolo		16
1.4.4 Prossimità della rete elettrica		16
1.5 BENEFICI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI DELL'ENERGIA EOLICA		17
1.6 PROGRAMMA DI CONSULTAZIONE AGLI ENTI PREPOSTI		18
<b>2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO</b>		<b>18</b>
2.1 STRUMENTI DI TUTELA AMBIENTALE A LIVELLO COMUNITARIO, NAZIONALE E REGIONALE		18
2.1.2 Protezione natura e biodiversità		18
2.1.2.1 Normativa internazionale		19
2.1.2.2 Normativa comunitaria		19
2.1.2.3 Normativa nazionale		20
2.1.2.4 Normativa regionale		20
2.1.2.5 Direttive CEE 92/43 "Habitat" e 79/409 "Uccelli"		22
2.1.3 Normative sugli elettrodotti		23
2.2 NORME E PROCEDURE PER LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E DI INCIDENZA		23
2.2.1 Il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR)		23
2.2.2.1 Gli impianti di grande generazione		24
2.2.2.2 Aree e siti non idonei		24
2.2.2.3 Aree e siti idonei		25
2.2.2.4 Requisiti tecnici minimi		25
2.2.2.5 Requisiti di sicurezza		26
2.2.2.6 Requisiti anemologici		27
2.2.2.7 La progettazione		27
2.2.2.8 Fase di realizzazione		32
2.2.2.9 Fase di esercizio		32
2.2.2.10 Fase di dismissione		33
2.2.2.11 Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione		33
2.2.2.12 Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03		34
2.2.3 Procedure da seguire per la Verifica ex. Art. 10 DPR 12.04.1996 e s.m.i. e per il rilascio del Giudizio di Compatibilità Ambientale es. art. 5 del citato DPR per impianti eolici inshore e offshore e secondo D:Lgs 152/2006		34
2.2.4 D.P.R. del 12 aprile 1996		34
2.2.4 Recepimento del d.P.R. del 12 aprile 1996 da parte della regione Basilicata		35
2.2.5 DPCM 27 dicembre 1988		35
2.2.6 D.P.R. n. 357 del 8 settembre 1997		35
2.2.7 Art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE in materia di valutazione di incidenza		35
2.3 STRUMENTI DI TUTELA PAESAGGISTICO-CULTURALE E DI PROGRAMMAZIONE TERRITORIALE		35
2.3.1 L. 22/10/1999 n. 490: Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352		35
2.3.2 R.D. 30/12/1923 n. 3267: Vincolo idrogeologico		36
2.3.3 L.R. 04-08-1987, n. 20 e s.m.i. L.R. 2 settembre 1993, n. 50 e la Delib.G.R. 23 settembre 2002, n. 1715: Linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale		36

2.3.4 LEGGE REGIONALE N. 41 DEL 6-09-1978 e s.m.i. Legge Regionale 10.11.1998, n.42 (B.U.R.B. n.65 del 13 novembre 1998) e s.m.i. Legge Regionale n.11 del 26-05-2004 (B.U.R. Basilicata n. 39 del 27-5-2004)	36	4.3.1 Clima	60
2.3.5 Strumenti di pianificazione locale	36	4.3.2 Identificazione delle componenti ambientali influenzate dal progetto	60
<b>3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE</b>	<b>36</b>	4.3.3 Valutazione degli impatti	61
3. INTRODUZIONE	36	4.3.4 Schema tecnico di indagine	61
3.1 GENERALITÀ PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI EOLICI	37	4.4 AMBIENTE IDRICO	62
3.2 LE TIPOLOGIE DEGLI IMPIANTI EOLICI	37	4.4.1 Inquadramento	62
3.3 CLASSIFICAZIONE E TIPOLOGIE DELLE MACCHINE EOLICHE	38	4.4.2 Valutazione impatti	63
3.4 IL PARCO EOLICO DI GENZANO DI LUCANIA DENOMINATO "SERRA GAGLIARDI"	39	4.4.2.1 Impatto in fase di costruzione	63
3.4.1 Ubicazione e/o distanze rispetto alle aree non idonee	39	4.4.3 Misure di mitigazione	63
3.4.5 L' AEROGENERATORE	45	4.4.3.1 Mitigazione in fase di esercizio	63
3.4.5 CABINA ELETTRICA AEROGENERATORE	46	4.5.3 Valutazione impatti	63
3.4.6 FONDAZIONE AEROGENERATORE	47	4.5.3.1 Impatto in fase di costruzione	64
3.4.7 PIAZZOLE AEROGENERATORI	48	4.5.3.2 Impatto in fase di esercizio	64
3.4.8 VIABILITÀ	49	4.5.4 Misure di mitigazione	64
3.4.9 SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE	50	4.5.4.1 Mitigazione in fase di costruzione	64
3.4.10 CAVIDOTTI	51	4.6 ATMOSFERA	64
3.4.11 INTERVENTI SU STRADE PUBBLICHE	53	4.6.1 Inquadramento	64
3.4.12 Cavidotti di Media Tensione 30Kv	53	4.6.2 Valutazione impatti	65
3.4.13 Cavidotti di Alta Tensione 150kv	54	4.6.2.1 Impatto in fase di costruzione	65
3.4.14 STAZIONE DI CONSEGNA RTN	55	4.6.3 Misure di mitigazione	66
3.4.15 DISPONIBILITÀ DELLE AREE	56	4.6.3.1 Mitigazione in fase di costruzione	66
		4.6.3.2 Mitigazione in fase di esercizio	66
<b>4 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE</b>	<b>59</b>	4.7 Paesaggio	66
4.1 INTRODUZIONE	59	4.7.1 Inquadramento	66
4.2 AMBITO TERRITORIALE INTERESSATO DAL PROGETTO	59	4.7.2 Valutazione impatti	67
4.2.1 Descrizione geografica e cenni storici	59	4.7.2.1 Impatto in fase di costruzione	67
4.2.2 Inquadramento socio economico del territorio	59	4.7.2.2 Impatto in fase di esercizio	67
4.3 CARATTERIZZAZIONE DELL'AMBIENTE	60	4.7.3 Misure di mitigazione	68
		4.7.3.1 Mitigazione in fase di costruzione	68
		4.7.3.2 Mitigazione in fase di esercizio	68
		4.8 FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI	68

---

4.8.1 Assetto ambientale di area vasta	68
4.8.2 Flora	69
4.8.3 Fauna	69
4.8.4 Ecosistemi	69
4.8.5 Valutazione impatti	70
4.8.5.1 Impatto in fase di costruzione	70
4.8.5.2 Impatto in fase di esercizio	71
4.8.6 Misure di mitigazione	73
4.8.6.1 Mitigazione in fase di costruzione	73
4.8.6.2 Mitigazione in fase di esercizio	75
4.9 RUMORE E VIBRAZIONI	76
4.9.1 Valutazione impatti	76
4.9.1.1 Impatto in fase di costruzione	76
4.9.1.2 Impatto in fase di esercizio	77
4.9.2 Misure di mitigazione	79
4.9.2.1 Mitigazione in fase di costruzione	79
4.9.2.2 Mitigazione in fase di esercizio	79
4.10 SALUTE PUBBLICA	79
4.10.1 Inquadramento	79
4.10.2 Valutazione impatti	80
4.10.2.1 Impatto in fase di costruzione	80
4.10.3 Misure di mitigazione	80
4.10.3.1 Mitigazione in fase di costruzione	80
4.10.3.2 Mitigazione in fase di esercizio	80
4.11 SISTEMA INSEDIATIVO E CONDIZIONI SOCIO ECONOMICHE	80
4.11.1 Valutazione impatti	81
4.12 Dismissione impianto	81

## 1 INTRODUZIONE

Questo documento illustra i risultati delle analisi di Studio di Impatto Ambientale (SIA) elaborato dalla società **SkyWind S.r.l.** al fine di sviluppare un sito eolico on-shore nel Comune di Genzano di Lucania (PZ).

Il progetto è stato sviluppato partendo dall'identificazione dell'area per la quale è stata valutata la massima potenzialità teorica di sviluppo eolico prevedendo la realizzazione di un impianto che sfruttasse al meglio tale potenzialità e che rispondesse ai massimi requisiti di qualità indicati nel "Piano Energetico Regionale" approvato dalla Regione Basilicata. Per tale impianto sono quindi stati redatti tutti gli studi necessari per la caratterizzazione del sito e sono stati valutati in maniera estremamente accurata i potenziali impatti.

A seguito di tali valutazioni sono state infine applicate tutte le necessarie misure di mitigazione dei potenziali impatti e di conseguenza è stato ridefinito il progetto del sito eolico in coerenza con le suddette misure di mitigazione. Risultato di tale lavoro è stata la redazione del progetto nel sua configurazione finale descritta nel capitolo 7 del presente documento.

### 1.1 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Una parte integrante e necessaria del processo autorizzativo è la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), a fronte della quale la SkyWind S.r.l. ha prodotto uno Studio di Impatto Ambientale (SIA) che raccoglie e sintetizza tutte le informazioni necessarie a perseguire tale obiettivo.

In particolare il documento è strutturato, ai sensi della DPCM 27 dicembre 1988 allegato C e dalla relativa normativa della Regione Basilicata, come segue:

- **Capitolo 1** - Introduzione generale di sintesi del progetto
- **Capitolo 2** - **Quadro di riferimento programmatico** con la funzione di descrivere il quadro programmatico e normativo complessivo in cui s'inserisce l'opera proposta.
- **Capitolo 3** - **Quadro di riferimento progettuale** destinato alla descrizione delle caratteristiche fisiche e tecniche dell'opera e delle relative alternative<sup>1</sup>, si è proceduto in sostanza ad una schematizzazione delle attività dell'impianto. Obiettivo complessivo di questa prima parte della relazione è stato individuare, localizzare, quantificare i potenziali fattori causali di impatto, intendendo con tale termine indicare quelle attività di prelievo o emissione che hanno dirette relazioni con l'ambiente .

---

<sup>1</sup> *La considerazione delle alternative necessita di una precisazione; gli studi di impatto ambientale si differenziano a seconda del livello di definizione del progetto da analizzare, cioè nella fase iniziale (progetto di fattibilità), nella fase intermedia (progetto di massima), nella fase finale (progetto esecutivo). Negli studi di fattibilità, la valutazione avviene attraverso l'analisi di grandi opzioni strategiche estremamente aperte, nei progetti di massima possono essere considerate e valutate alternative tecnologiche e/o di localizzazione, diverso è invece operare su un progetto esecutivo, come in un certo senso deve essere considerato il caso in questione, in cui le alternative possono essere costituite esclusivamente da varianti tecnologiche e misure di mitigazione.*

---

- **Capitolo 4** - **Quadro di riferimento ambientale** finalizzato alla descrizione dell'ambiente circostante, direttamente e indirettamente modificato dal progetto. Per quanto concerne la nozione di ambiente è importante sottolineare che esso comprende non solo gli aspetti ecologico-naturalistici in senso stretto, ma anche gli aspetti economico-sociali. In questo studio si assume pertanto un'accezione ampia del termine ambiente, includendo in modo estensivo la dizione "uomo", contenuta nella Direttiva CEE 337/85.
- **Capitolo 5** - **Valutazione di incidenza** in particolare per quanto concerne gli aspetti legati ai flussi migratori degli uccelli ed alle aree SIC.
- **Capitolo 6** - **Valutazione degli impatti ambientali e relative misure di mitigazione.**

- **Capitolo 7 - Quadro di riferimento progettuale post-misure di mitigazione**, ovvero descrizione delle caratteristiche dell'opera a valle delle misure di mitigazione previste.
- **Allegati** - Fornisce un maggior livello di dettaglio in specifici aspetti trattati nel documento.

Il SIA è sintetizzato nella Sintesi Non-Tecnica, pubblicata in un documento separato e destinato all'informazione al pubblico.

## 1.2 BACKGROUND SULL'ENERGIA EOLICA

L'aumento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti (es. NOx, Sox, microinquinanti...) legato allo sfruttamento delle fonti energetiche convenzionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti energetiche "rinnovabili", per la produzione di energia elettrica.

Per quanto concerne l'energia nucleare, le scelte del nostro Paese ne hanno da tempo impedito il ricorso, mentre per quanto riguarda i già citati combustibili fossili (petrolio, carbone, gas...), il loro uso determina un aumento netto del contenuto di anidride carbonica nell'atmosfera, con ripercussioni non più trascurabili sul fenomeno conosciuto come "effetto serra".

Accanto alla fonte idraulica, ampiamente utilizzata anche in Italia fin dalle origini dai produttori di energia elettrica, altre fonti rinnovabili si sono fatte strada negli anni più recenti. Fra queste, il vento ha dimostrato di essere in grado di fornire una integrazione significativa alle fonti tradizionali, garantendo il soddisfacimento dei requisiti di economicità e al contempo il rispetto delle esigenze di tutela dell'ambiente nel quale si inseriscono gli impianti.

Le emissioni nell'atmosfera delle tradizionali centrali di potenza di tipo termico costituiscono, infatti, a livello mondiale, il 40% del totale delle emissioni inquinanti e tale percentuale è destinata ad aumentare in previsione nel prossimo ingresso, nel novero dei paesi industrializzati, degli stati oggi emergenti o in via di sviluppo. Oltretutto, il problema si pone drammaticamente in questi ultimi mesi, dopo che gli accordi internazionali di Kyoto sono stati messi in discussione dagli Stati Uniti, con la motivazione che l'osservanza degli stessi comporterebbe un freno alla crescita della loro economia.

Al di là degli aspetti geopolitici, si pone un problema di fondo, legato all'estrema complessità, soprattutto da parte dei Paesi sviluppati dell'Occidente, di ridimensionare i livelli di consumo di energia, ormai funzionali ad un sistema di vivere e di produrre in continua crescita. Nel contempo, tuttavia, non è neanche ammissibile che i paesi in via di sviluppo rinuncino a standard sociali che è giusto che siano perseguiti, ma che implicano, inevitabilmente, un aumento del consumo pro-capite di energia.

Gli impianti di produzione di energia eolica, in particolare quelli costituiti da più aerogeneratori collegati alle reti elettriche, le così dette "wind farm", hanno avuto, da anni ormai, applicazioni consistenti, in particolare nel Nord Europa e negli Stati Uniti.

Lo sviluppo di energia eolica prosegue a ritmi sostenuti a livello mondiale dai primi anni '90. L'eolico in Italia, ha avviato il suo processo di diffusione in coincidenza con il provvedimento CIP 6/92 che regolava gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. A fine 2002 in Italia si conta una potenza eolica installata pari a 755 MW (EWEA – European Wind Energy Association – Novembre 2002). Dal 2002, il mercato dell'energia da fonte rinnovabile è incentivato non più solamente dalle convenzioni CIP6, la cui validità prosegue fino al termine della loro scadenza, ma anche dall'introduzione dei cosiddetti Certificati Verdi.

Il nuovo strumento di incentivazione della produzione di energia elettrica da rinnovabili è stato definito con il D.Lgs. 79/1999, emanato in attuazione della direttiva 92/97/CE, noto come "decreto Bersani", con cui è stata avviata una profonda ristrutturazione del settore dell'energia elettrica. Il decreto ha introdotto un criterio di

sostegno alle fonti rinnovabili, basato sui criteri di mercato: esso, infatti, istituisce l'obbligo, a partire dal 2002, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale una quota del 2% di energia generata in impianti, alimentati da fonti rinnovabili. La qualifica di IAFR (Impianti a fonti rinnovabili) è certificata dal GRTN e riguarda gli impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999. Nel 2003, con il D. Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", l'obbligo stabilito dal D. Lgs. 79/99 è stato incrementato dello 0,35% (pari quindi al 2,35%). La Legge 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) ha ridotto a 50 MWh la taglia del "certificato verde", che in precedenza era pari a 100 MWh.

L'energia elettrica prodotta annualmente con impianti IAFR gode del diritto di avere la priorità di dispacciamento in tempo reale nell'immissione in rete. La possibilità di abbinare a un pacchetto di energia prodotta da impianti IAFR un certificato verde è limitata ai primi otto anni di produzione dell'impianto. I CV hanno validità annuale e vengono emessi dal GRTN su richiesta dei produttori. I CV sono messi a disposizione degli acquirenti come titoli e scambiati su un apposito mercato di Borsa, gestito dal GRTN. Il "Decreto Marzano" introduce il concetto della "bancabilità" dei CV. La validità dei CV, non venduti entro l'anno, viene estesa agli anni successivi a copertura delle future esigenze del mercato. Il produttore di elettricità da IAFR può decidere di non porre in vendita i CV nel corso dell'anno di produzione, ma può porli in banca nella previsione di negoziarli negli anni successivi a condizioni migliori.

I produttori che non possano, o non vogliano, produrre in proprio elettricità con impianti IAFR, o che non riescano a raggiungere la quota del 2,35%, potranno acquistare i necessari CV dai gestori di impianti IAFR, mediante accordi diretti o rivolgendosi alla Borsa dei CV.

L'offerta di Certificati Verdi è costituita oltre che dai CV emessi a favore di impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR dal Gestore della rete, anche dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia

prodotta dagli impianti Cip 6. Ne consegue che oggi sono disponibili sul mercato due tipologie di certificati verdi:

- i Certificati Verdi privati (CVP) relativi ad impianti esenti dagli incentivi CIP6, emessi a consuntivo o preventivo ed intestati a privati;
- i Certificati Verdi di impianti sotto convenzione CIP6 intestati al GRTN (CV GRTN).

I CVP possono essere ceduti sul mercato del GME oppure attraverso contratti bilaterali. Al contrario, i CV GRTN sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il GME, al prezzo fissato con le modalità previste dall'art. 9 del DM 11/11/99, ovvero al prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi della vendita dell'energia stessa.

Infine il GRTN, per compensare eventuali carenze di offerta, può emettere CV allo scoperto, ovvero Certificati Verdi non relativi a generazione di energia elettrica rinnovabile effettivamente prodotta. Nei successivi tre anni il GRTN deve, comunque, ricoprire tali emissioni annullando propri certificati o acquistandone da privati.

La legislazione energetica culmina nella recente riforma dell'incentivazione delle fonti rinnovabili contenuta nella finanziaria 2008 (legge n.244/07) e nel suo collegato fiscale (legge n.222/07), che ridefinisce il sistema di incentivazione basato sui certificati verdi ed introduce un'incentivazione di tipo *feed in tariff* per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza non superiore ad 1 MW. Altro elemento fondamentale introdotto dal d.lgs. n.387/03, modificato anche dalla finanziaria 2008, è la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti da fonti rinnovabili attraverso l'introduzione di un procedimento autorizzativo unico della durata di centottanta giorni per il rilascio da parte della Regione o di altro soggetto da essa delegato di un'autorizzazione che costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto.

Con l'evoluzione della tecnologia e con il crescere della dimensione delle turbine, si è avviato lo studio delle applicazioni in mare (off-shore). I primi studi sullo

sfruttamento dell'energia eolica offshore risalgono agli ultimi anni '70. Le ragioni principali che hanno catalizzato le energie e le ricerche nel settore offshore sono:

- Scarsità, in alcuni Paesi, di siti adatti allo sfruttamento dell'energia eolica sulla terraferma
- Velocità del vento più alte
- Venti più stabili
- Rugosità superficiale minore, e quindi turbine più economiche
- Minore turbolenza: maggiore vita delle turbine

Nella Tabella 1.1 è riportata la potenzialità di generazione eolica offshore in Europa.

Profondità del mare in metri	Entro i 10 km offshore	Entro i 20 km offshore	Entro i 30 km offshore
10 m	551	587	596
20 m	1121	1402	1523
30 m	1597	2192	2463
40 m	1852	2615	3028

Tabella 1.1 Risorse eoliche offshore in Europa (produz. in TWh/anno: 1 TW = 1.000.000 MW) (Fonte: "Study of Offshore Wind Energy in the EC" Garrad Hassan&Germanisher Lloyd, 1995)

## 1.3 FABBISOGNI STRATEGICI DI ENERGIA EOLICA

### 1.3.1 Internazionale

L'energia eolica continua a rappresentare la fonte di generazione di energia elettrica a maggiori tassi di crescita, infatti il tasso di crescita continua a superare il 30% all'anno.

All'inizio del 2002, le installazioni mondiali di potenza eolica hanno raggiunto i 25.000 MW, con oltre il 75% installata in Europa. Nel complesso, la potenza installata fornisce energia sufficiente a soddisfare il fabbisogno di circa 14 milioni di famiglie, ovvero oltre 35 milioni di persone (Greenpeace, Windforce 12).

Nel 1997, il Protocollo di Kyoto ha definito un target di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra pari a 5,2% delle emissioni del 1990, nel periodo 2008-2012. Questa riduzione è stata successivamente riallocata nei singoli paesi che hanno sottoscritto il Protocollo attraverso target nazionali.

### 1.3.2 Europa

L'Unione Europea, per raggiungere il proprio obiettivo, ha definito fra le varie misure di riduzione dei gas serra, un target del 22% di produzione della propria energia attraverso fonti rinnovabili nel 2010.

La capacità di generazione eolica installata in Europa è cresciuta del 40% all'anno a partire dal 1996. Gli impianti eolici in Europa producono sufficiente energia per il fabbisogno di circa 5 milioni di persone. Il target di installazioni per la fonte eolica è pari a circa 60.000 MW di capacità nel 2010, che significa produrre energia per soddisfare il fabbisogno di circa 75 milioni di persone.

Nel 2001 è stata emessa una direttiva europea per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili. Il documento definisce innanzitutto le fonti rinnovabili: sole, vento, geotermia, idraulica, onde, mare, gas discarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas e biomasse ivi incluse le frazioni biodegradabili dei rifiuti. Esso stabilisce inoltre che i singoli Stati membri individuino propri obiettivi di incremento della quota dei consumi elettrici interni da soddisfare con le rinnovabili, con una progressione che consenta di giungere, al 2010 ai valori indicativi assegnati dalla stessa direttiva a ciascuno Stato, individuati sulla base di quanto era stato prospettato nel Libro Bianco comunitario, nella Tabella 1.2 i suddetti valori.

Paese	Situazione 1997 (*)	Obiettivo indicativo 2010 (* valori di riferimento)
Belgio	1,1	6
Danimarca	8,7	29
Germania	4,5	12,5
Grecia	8,6	20,1
Spagna	19,9	24,4
Francia	15	21
Irlanda	3,6	13,2
<b>Italia</b>	<b>16</b>	<b>25</b>
Lussemburgo	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,5	9
Austria	70	78,1
Portogallo	38,5	39
Finlandia	24,7	31,5
Svezia	49,1	60
Regno Unito	1,7	10
Unione Europea	13,9	22

Tabella 1.2 Situazione e obiettivi di incremento della penetrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico (\* dati espressi in % del consumo lordo di elettricità da coprire con fonti rinnovabili) (N.B. La direttiva non include tra le rinnovabili la frazione umida non biodegradabile dei rifiuti)

In Figura 1.1 il contributo relativo dei paesi dell'Unione Europea alla produzione di energia rinnovabile.

EOLICO IN EUROPA AL 31/12/2007 MW

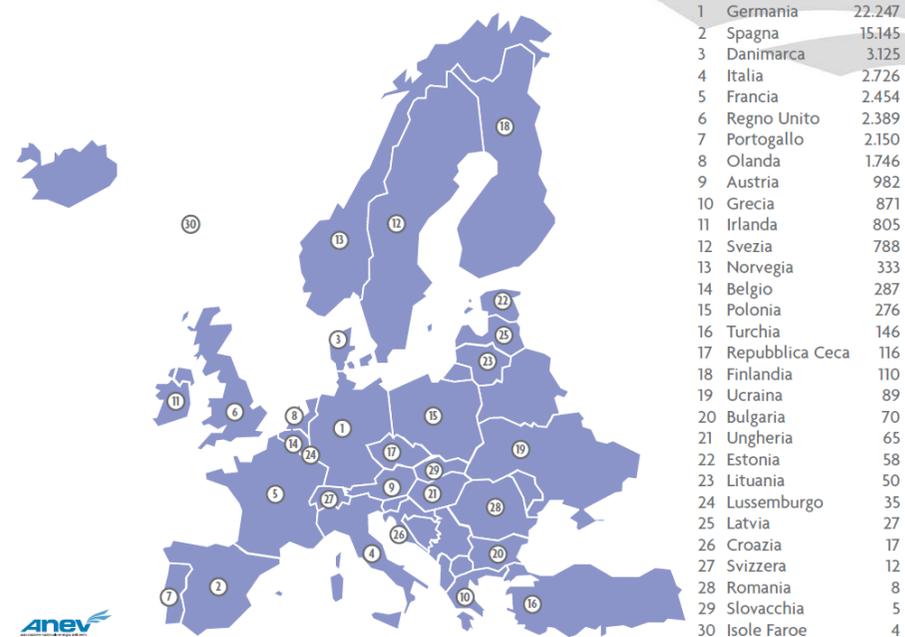


Figura 1.1 La generazione eolica in Europa (MW) fonte ANEV

### 1.3.3 Nazionale

L'eolico in Italia ha avviato il suo processo di diffusione in coincidenza con il provvedimento CIP 6/92, che regolava gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, nel quadro delle disposizioni stabilite dalla Conferenza di Kyoto, riconoscendo la coerenza e la validità degli orientamenti programmatici comunitari fino

a quel momento assunti in materia di politiche per lo sviluppo sostenibile, il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione Europea procede, in data 17 giugno 1998, ad una ripartizione delle quote di riduzione delle emissioni tra gli Stati-membri, da conseguirsi entro il periodo 2008-2010. Al nostro Paese viene assegnato un obiettivo di riduzione delle emissioni, esteso ai sei gas di riferimento, pari al 6.5% rispetto ai livelli del 1990: un'entità di riduzione, quest'ultima che, considerando la crescita tendenziale delle emissioni, corrisponde secondo le stime della Commissione Europea a circa 100 milioni di tonnellate di anidride carbonica equivalente.

A tal proposito viene approvato, con la delibera CIPE del 19 novembre 1998, un documento "Linee Guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra", che fissa gli obiettivi e le azioni necessarie per la riduzione, entro il 2008-2012 e rispetto ai livelli del 1990, del 6.5% delle emissioni dei gas controllati dal Protocollo di Kyoto. A questo riguardo, i criteri che hanno ispirato la definizione delle azioni a valenza nazionale, ivi contenute, sono i seguenti:

- Valorizzare il potenziale di riduzione e assorbimento delle emissioni dei gas serra connesso ai programmi ed agli interventi comunque necessari per l'adeguamento alle direttive ed ai regolamenti europei, oltre che alle leggi nazionali in materia di protezione
- dell'ambiente, di produzioni agricole e forestali, di produzione e distribuzione dell'energia, di reti e mezzi di trasporto.
- Orientare l'ammodernamento del sistema energetico e industriale, e delle infrastrutture per la mobilità e il trasporto delle merci, secondo il criterio della migliore efficienza energetica.
- Favorire lo sviluppo delle tecnologie innovative a basse emissioni, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili, al fine di potenziare sia le capacità produttive nazionali, sia le prospettive della cooperazione internazionale nell'ambito del Protocollo di Kyoto.
- Favorire programmi di assorbimento e fissazione del carbonio atmosferico attraverso forme stabili di aumento della copertura vegetale, dentro e fuori azioni nazionali per la riduzione dei gas serra.

	Mt CO2 obiettivo al 2002	Mt CO2 obiettivo al 2006	Mt CO2 obiettivo al 2008-2012
<b>Aumento di efficienza nel parco temoelettrico</b>	-4/5	-10/12	-20/23
<b>Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti</b>	-4/6	-9/11	-18/21
<b>Produzione di energia da fonti rinnovabili</b>	-4/5	-7/9	-18/20
<b>Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario</b>	-6/7	-12/14	-24/29
<b>Riduzione delle emissioni nei settori energetici</b>	-2	-7/9	-15/19
<b>Assorbimento delle emissioni di CO2</b>	-	-	(0,7)
<b>Totale</b>	-20/25	-45/55	-95/112

Tabella 1.3 Obiettivi di riduzione delle emissioni collegati alle sei sezioni a carattere nazionale (Fonte: Delibera del CIPE del 19/11/1998)

L'Italia ha ratificato il protocollo di Kyoto con la legge del 1° giugno 2002, n. 120. In tal senso ed alla luce del nuovo panorama normativo, il CIPE ha elaborato una proposta di revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, identificando un ulteriore target di riduzione dei gas serra pari a 41,1 Mt CO2eq anche attraverso la possibilità di ricorrere al mercato dei permessi di emissione o allo scambio di quote di emissione secondo i meccanismi di Emissions Trading (ET) e di Joint Implementation (JI) e Clean Development Mechanism (CDM) del Protocollo di Kyoto.

Inoltre nel 1999 è stato approvato dal CIPE il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, con il quale sono stati individuati, per ciascuna fonte e

dunque anche per l'eolico, gli obiettivi di diffusione al 2010. La Tabella 1.4 riporta la situazione della produzione di elettricità nel 2000 e gli obiettivi al 2010, sempre relativi al settore elettrico, indicati nel Libro Bianco.

Tecnologia	Situazione al 2000		Obiettivi 2010	
	MWe	TWh	MWe	TWh
Idro > 10 MW	14.445	36,1	15.000	36,0
Idro < 10 MW	2.200	8,1	3.000	11,1
Geotermia	626	4,7	800	5,9
Eolico	681(*)	1,2	25.000	5,0
Solare	16	0,01	300	0,3
Biomasse, biogas e rifiuti (**)	685	1,9	31.000	17,8
<b>Totale</b>	<b>18.653</b>	<b>52,0</b>	<b>24.700</b>	<b>76,1</b>

Tabella 1.4 Produzione lorda di elettricità da rinnovabili nel 2000, previsioni di sviluppo al 2010 del Libro Bianco (\* Dato riferito a fine 2001) (\*\* La voce biomasse, biogas, rifiuti include il contributo energetico dei rifiuti ivi compresa la frazione non biodegradabile, esclusa dal novero delle rinnovabili dalla direttiva europea)

Si ricorda, ora, che l'obiettivo (indicativo) al 2010 previsto per l'Italia dalla direttiva europea sull'elettricità da rinnovabili è pari al 25% dei consumi elettrici. Il consumo di elettricità nel nostro paese è stato, nel 2000, pari a 297 TWh: si supponga che, anche in virtù di politiche di contenimento dei consumi (peraltro avviate con i decreti ministeriali 24 aprile 2001), i consumi di elettricità crescano solo del 2,5% l'anno: se ne deduce che il consumo interno al 2010 salirebbe a 380 TWh. Conseguentemente, l'obiettivo del 25% corrisponde a un apporto delle rinnovabili di 95 TWh.

Ora, gli obiettivi delineati dal Libro Bianco, individuati sulla base di una valutazione del potenziale sfruttabile che ha tenuto conto dello stato dell'arte delle diverse tecnologie, sono stati a suo tempo giudicati ambiziosi ma realistici: gli obiettivi (indicativi) previsti dalla direttiva aggiungono circa 20 TWh; se si tiene conto che la direttiva esclude dalla definizione delle rinnovabili la frazione non biodegradabile dei rifiuti, che invece, nello scenario del Libro Bianco, apporterebbe un contributo di alcuni

TWh, si comprende come il conseguimento dell'obiettivo (indicativo) assegnato dalla direttiva all'Italia appaia di grande complessità.

*Considerate le potenzialità, lo stato dell'arte della tecnologia e i tassi di crescita registrati a livello internazionale, si può desumere che l'eolico ha un importante ruolo al fine del conseguimento degli obiettivi nazionali e del massimo avvicinamento a quelli (indicativi) riportati nella direttiva. Peraltro, anche nel nostro Paese sembra avviato un processo di crescita della potenza eolica in esercizio.*

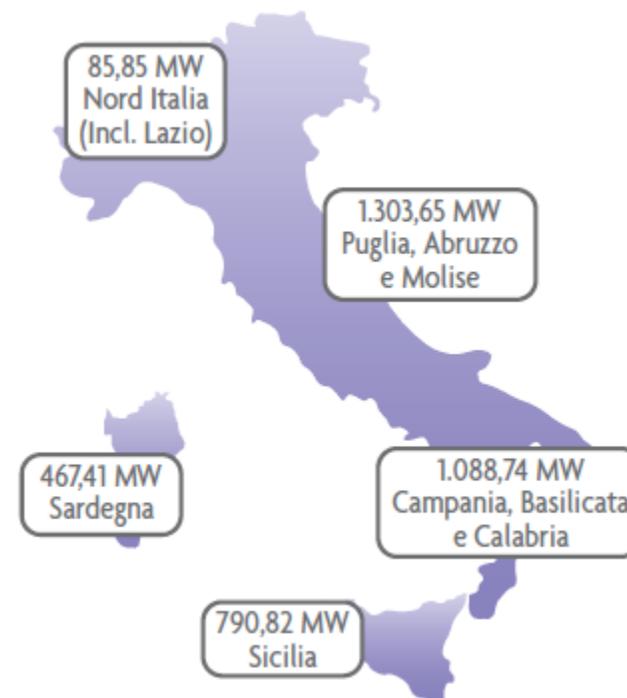


Figura 1.2 La generazione eolica in Italia (MW) al 31/12/2008 fonte ANEV

### 1.3.3.1 Il decreto Bersani ed il nuovo meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili

La predisposizione del decreto legislativo 79/99 di riassetto del settore elettrico, ha fornito l'occasione di aggiornare il quadro degli incentivi nazionali alle fonti rinnovabili. Poiché si è ritenuto che le fonti rinnovabili debbano integrarsi nel mercato dell'elettricità, anche le logiche di sostegno sono state ispirate a questo principio. E dunque si è introdotto un criterio di incentivazione basato sulla creazione di una domanda certa: si è infatti imposto l'obbligo, a carico dei grandi produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, di immettere in rete elettrica, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 (data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99), elettricità che inoltre gode della precedenza nel dispacciamento. La quota è stata inizialmente fissata nel 2% e potrà essere incrementata con successivi atti. La regolamentazione dell'obbligo del 2% è stata effettuata con il decreto ministeriale 11 novembre 1999, con il quale sono stati introdotti i certificati verdi. Talune modifiche e integrazioni, riguardanti soprattutto la co-combustione e i rifacimenti idroelettrici e geotermoelettrici, sono state introdotte con il decreto ministeriale del 18 marzo 2002.

In sostanza, l'elettricità viene immessa in rete e partecipa al mercato elettrico con le relative regole. In aggiunta il produttore che offre elettricità da fonti rinnovabili al fine di soddisfare la domanda del 2% vengono rilasciati i certificati verdi, commerciabili in un mercato parallelo svincolato da quello dell'elettricità: essi costituiscono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo del 2% devono dimostrare di avervi adempiuto.

La struttura dell'incentivo, mirando a soddisfare la domanda con il costo minimo per la collettività, prescinde dalla fonte, a vantaggio di una competizione tra le diverse tipologie. Trattandosi di un meccanismo di mercato, non è possibile fissare, a priori e senza variazioni nel tempo, il ricavo complessivo per KWh prodotto.

*Art. 11 del DL 79/99  
Energia elettrica da fonti rinnovabili*

1. Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto.
2. L'obbligo di cui al comma 1 si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh; la quota di cui al comma 1 e' inizialmente stabilita nel due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh.
3. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale. I diritti relativi agli impianti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 sono attribuiti al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità.
4. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non

superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.

5. Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sono adottate le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi 1, 2 e 3, nonché gli incrementi della percentuale di cui al comma 2 per gli anni successivi al 2002, tenendo conto delle variazioni connesse al rispetto delle norme volte al contenimento delle emissioni di gas inquinanti, con particolare riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto.
6. Al fine di promuovere l'uso delle diverse tipologie di fonti rinnovabili, con deliberazione del CIPE, adottata su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata, istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono determinati per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali ed è effettuata la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione. Le regioni e le province autonome, anche con proprie risorse, favoriscono il coinvolgimento delle comunità locali nelle iniziative e provvedono, attraverso procedure di gara, all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

### 1.3.4 Regionale

Come specificato nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), la delega delle funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio e al gas è stata conferita alle Regioni ai sensi dell'art. 30 del d.lgs.112/98.

La Regione Basilicata, già nel 1984 con L.R. n.28, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto

ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti). Con L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque.

In relazione allo sfruttamento dei giacimenti petroliferi in Val d'Agri la L.R. n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Con la L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a favore della diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento.

Intanto, con la L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, è stata disciplinata la valutazione di impatto ambientale, in conformità con le Direttive CEE 85/377 e 97/11, relativamente ai progetti pubblici e privati riguardanti lavori di costruzione, impianti, opere, interventi che possano avere rilevante incidenza sull'ambiente, ivi compresi:

- impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 35MW;
- impianti industriali per il trasporto di gas, vapore e acqua calda: trasporto di energia elettrica mediante linee aeree superiori a 70 kW e 2.1 km di lunghezza;
- stoccaggio in superficie di gas naturali con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- stoccaggio in superficie di combustibili fossili con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale non superi 1 MW). Soglia in aree naturali protette: tutti i

progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale complessiva non superi 50 kW;

- agglomerazione industriale di carbon fossile e lignite (tutti i progetti);
- attività di ricerca ed utilizzo delle risorse geotermiche (tutti i progetti);
- attività di ricerca di idrocarburi in terra ferma (tutti i progetti);
- impianti di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare (tutti i progetti, esclusi quelli destinati ad alimentare dispositivi di sicurezza e singoli dispositivi di illuminazione; che risultano essere parzialmente o totalmente integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007; che risultano essere non integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007 la cui potenza non sia inferiore ad 1 MW).

L'individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree protette in Basilicata è, invece, affidata alla l.r. 28/1994. La L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:

- a. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
- b. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
- c. la costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
- d. la costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
- e. il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
- f. la concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;
- g. l'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;

- h. la promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati[...];
- i. l'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.

La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale. Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica, è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas. La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia. La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali. Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

La legge Finanziaria per il 2009 (L.r.,n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9).

L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003.

Il settore eolico ha iniziato a svilupparsi in Basilicata a partire dal 2001 con l'entrata in esercizio dei primi impianti realizzati tramite il provvedimento CIP 6/92. Sulla base dei dati 2005, sul territorio lucano sono installati 7 impianti eolici per una potenza di 76 MW e una produzione di circa 148 GWh. A questi impianti se ne sono aggiunti altri tanto che nel 2008 la potenza installata complessiva ha raggiunto i 198 MW circa. In Tab.1.5 si riporta il dettaglio degli impianti in esercizio al 2008.

Comune	Provincia	Aerogeneratori (n°)	Potenza Installata (MW)
Avigliano	PZ	20	13,2
Brindisi di Montagna	PZ	30	60
Campomaggiore	PZ	7	10,5
Colobrano	MT	3	2,55
Corleto Perticara	PZ	11	9,35
Forenza	PZ	36	23,76
Gorgoglione	MT	5	3,25
Mashito	PZ	8+28	15,84
Montemurro	PZ	36	29,08
Rotondella	MT	12	18
Vaglio Basilicata	PZ	20	12,3
<b>TOTALE</b>		<b>204</b>	<b>197,83</b>

Tabella 1.5 Impianti eolici in esercizio nel 2008 (elaborazioni Regione Basilicata su dati GSE e TERNA).

## 1.4 SINTESI E BACKGROUND SULLA LOCALIZZAZIONE DEL SITO

La scelta del sito è stata orientata sin da subito sulla possibilità di sviluppo nella Regione Basilicata di un'installazione eolica on-shore, che risponde indubbiamente nel migliore dei modi ad entrambi gli obiettivi di minimizzazione dell'impatto ambientale e massimizzazione della produzione di energia da fonte rinnovabile.

Per quanto concerne la localizzazione del sito è stata condotta una valutazione preliminare, che ha portato ad identificare l'area del Comune di Genzano (PZ) come una delle più vocate a livello regionale per questo tipo di installazioni.

L'impatto visivo del sito eolico scelto è notevolmente più ridotto in quanto installato ad una distanza, dal più vicino centro abitato, di oltre 5 Km, distanza questa pari ad oltre 5 volte la distanza consentita nel PIEAR regionale (1.000 metri).

La scelta del sito non è stata condotta in maniera superficiale ma è stata il frutto di un attenta fase di preselezione fra tutti quelli potenzialmente appetibili a livello regionale, in particolare sono stati presi in considerazione i seguenti fattori:

- Vincoli ambientali
- Risorse eoliche
- Prossimità della rete elettrica

### 1.4.1 Vincoli ambientali

Una prima analisi preliminare è stata condotta per identificare le aree in prossimità del sito, che presentano vincoli ambientali di varia natura (es. paesaggistici, archeologici, riserve o aree protette .....), oltre a tutte le informazioni pubbliche a disposizione e che riguardano l'area di interesse.

Gli strumenti utilizzati per raccogliere questo tipo di informazioni, oltre a tutte quelle pubbliche (es. carte geografiche, ricerche, pubblicazioni .....), sono stati la bibliografia e le pubblicazioni quali quelle della Regione Basilicata o contatti con autorità e

organizzazioni di gestione del territorio quali la Comunità Montana dell'alto Bradano (fig. 1.3).

Da una prima analisi dei dati raccolti si è giunti alla conclusione che l'area identificata meritava ulteriori approfondimenti.



Figura 1.3 Le Comunità Montane della Basilicata

#### 1.4.2 Risorsa eoliche

Per verificare la bontà del sito da un punto di vista della risorsa eolica, sono stati analizzati e correlati dati provenienti da varie fonti onshore. In particolare sono stati analizzati i dati dell'area di Genzano di Lucania (PZ), i dati dell'Aeronautica Militare, i dati del CESI ed i dati del servizio SAL della stazione meteorologica di GENZANO-C, DA RIP A D'API dell'ALSIA.

L'analisi dei dati a disposizione ha permesso di giungere alla conclusione che l'area presenta interessanti caratteristiche.

#### 1.4.3 Composizione del sottosuolo

L'area identificata è una delle aree già oggetto di diversi studi dal punto di vista geomorfologico ed in particolare della Regione Basilicata negli anni passati. Ciò ha consentito di ottenere informazioni importanti per quanto concerne la composizione del sottosuolo. Queste informazioni sono fondamentali per identificare quale tipologia di fondamenta è necessaria per la costruzione dell'impianto.

Nello specifico, la presenza di sabbie, ghiaie e argilla fino a profondità significative, rende l'area in esame interessante anche dal punto di vista della facilità ed economicità della costruzione oltre che del minore impatto ambientale durante l'installazione degli stessi.

#### 1.4.4 Prossimità della rete elettrica

La prossimità della rete elettrica nazionale rappresenta un altro fattore determinante chiave per la selezione di un sito atto all'installazione di un impianto eolico. Le informazioni sulla mappa della rete elettrica (150.000 Volts, 220.000 Volts e 380.000 Volts) regionale sono state fornite dal Gestore (GRTN).

E' stata emessa da Terna, su richiesta della Skywind, la STMG (soluzione tecnica minima generale) che prevede una connessione, dell'impianto eolico, ad una futura stazione di consegna 150/380 Kv, adiacente alla linea di alta tensione 380 Kv "Matera – S.Sofia".

## 1.5 BENEFICI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICI DELL'ENERGIA EOLICA

Il beneficio dell'energia eolica può essere sintetizzato nei seguenti aspetti:

- Emissioni evitate;
- Riduzione della dipendenza dalle fonti energetiche fossili;
- Riduzione del costo della bolletta elettrica in vista dell'introduzione del meccanismo di Emission Trading da parte della Comunità Europea;

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con produzione eolica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili, può essere valutato come mancanza di emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti. Di seguito i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

- CO<sub>2</sub> (anidride carbonica): 1.000 g/KWh;
- SO<sub>2</sub> (anidride solforosa): 1,4 g/KWh;
- NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto): 1,9 g/KWh;

Tra questi gas, il più rilevante è proprio l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. Se pensiamo ai circa 3736,47 MW di impianti al 31/12/2008 installati in Italia evidenziati alla fig. 1.2, l'energia prodotta nel 2008 pari a 6,1 miliardi di chilowattora (2.18% del fabbisogno nazionale). Questa produzione sostituita all'utilizzo dei combustibili fossili comporterebbe e comporta una riduzione di emissioni annue pari ad:

- CO<sub>2</sub> (anidride carbonica): 6,1 milioni di tonnellate;
- SO<sub>2</sub> (anidride solforosa): 8540 tonnellate;
- NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto): 11590 tonnellate;

Altri benefici sono la riduzione della dipendenza dall'estero e la riduzione del costo della bolletta energetica nazionale in particolare alla luce delle nuove norme Comunitarie in tema di emissioni di CO<sub>2</sub>. La Comunità Europea sta approvando una direttiva sull'emission trading ovvero un meccanismo di scambio dei diritti di emissione di gas ad effetto serra sulla base di target imposti a livello comunitario per le varie tipologie di emettitori.

In particolare la generazione di energia elettrica contribuisce per circa il 27-30% alle emissioni di CO<sub>2</sub> a livello europeo e ciò comporta un limite pari a circa 700 Mton/anno contro un valore di circa 800 Mton nel 2000 per raggiungere valori dell'ordine di 1000-1100 Mton nel 2010 e di 1200-1300 Mton nel 2020.

Indipendentemente dal protocollo di Kyoto, la direttiva prevede per ogni impianto industriale l'assegnazione di diritti ad emettere una certa quantità di CO<sub>2</sub>; attraverso il meccanismo dell'emission trading gli impianti con eccedenza di emissioni possono acquisire diritti sul mercato. L'Italia presenta<sup>2</sup>, rispetto agli altri partner europei, un forte ritardo infatti al 2001 presentava un gap del 10,9% rispetto al target (% sulle emissioni del 1990) che secondo i principali analisti finanziari ed i primari gruppi energetici nazionali, peserà circa 13-26 €/ton di CO<sub>2</sub><sup>3</sup> da risparmiare equivalente ad un incremento medio del costo di generazione pari a circa 2.5 €/MWh. La produzione eolica contribuisce quindi a ridurre nel futuro le necessità di riduzione delle emissioni e quindi contribuisce a ridurre l'impatto economico imposto dal meccanismo dell'emission trading.

Inoltre è provato che una turbina eolica recupera l'energia necessaria alla propria messa in produzione, considerando l'intero ciclo di vita (produzione delle componenti della macchina, installazione, operation e decommissioning), in circa tre mesi di operatività e nei circa 25 anni di vita la turbina genera oltre 100 volte l'energia necessaria il suddetto input energetico (Danish Wind Turbine Manufacturers Association – Wind Power Information Note 16, 1997).

<sup>2</sup> UNECC, EEA

<sup>3</sup> Stima contenuta nel memorandum esplicativo allegato alla proposta di Direttiva Europea

## 1.6 PROGRAMMA DI CONSULTAZIONE AGLI ENTI PREPOSTI

Nell'ambito della procedura di autorizzazione è previsto, in maniera obbligatoria, che una serie di enti esprimano parere in merito al progetto. Il loro parere è parte integrante della documentazione relativa alla richiesta di Giudizio di Compatibilità Ambientale ai sensi del **D.A. 1014 del 10.09.03.**

## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

In questo capitolo sono illustrati i principali strumenti normativi e di pianificazione a livello comunitario, nazionale, regionale e comunale con i quali può interagire l'opera. Gli strumenti normativi presi in esame riguardano sia l'ambito marino che quello terrestre.

L'analisi dei suddetti strumenti normativi è stata condotta in maniera il più possibile esaustiva anche prendendo in considerazione aspetti che interferiscono anche solo marginalmente o indirettamente con l'opera.

### 2.1 STRUMENTI DI TUTELA AMBIENTALE A LIVELLO COMUNITARIO, NAZIONALE E REGIONALE

#### 2.1.2 Protezione natura e biodiversità

Il diritto ambientale ha negli anni manifestato la tendenza alla dislocazione di strategie atte alla tutela del patrimonio naturale a livelli sopranazionali attraverso le direttive comunitarie e le convenzioni internazionali, soprattutto a motivo della estensione e della interdipendenza degli equilibri ecologici e dei molti problemi ambientali che derivano dalla loro alterazione.

In tutto il mondo si è ormai affermata la convinzione che le specie animali e vegetali costituiscono un patrimonio comune dei popoli la cui tutela è interesse dell'umanità.

Esaminando il diritto ambientale internazionale secondo le fonti normative si possono distinguere due grandi filoni facenti capo rispettivamente alla Organizzazione delle Nazioni Unite, a livello mondiale e alla Unione europea ed al Consiglio d'Europa a livello continentale.

### 2.1.2.1 Normativa internazionale

Convenzione di Rio sulla diversità biologica del 12/6/1992. La convenzione di Rio costituisce una pietra miliare del diritto ambientale internazionale, in difesa della natura. La convenzione si propone la conservazione della biodiversità, intesa come diversità genetica, di specie e degli ecosistemi;

- Dichiarazione di Rio, approvata il 14/6/1992;
- Carta mondiale della Natura, adottata a Montevideo 28/10/82;
- Convenzione di Bonn, relativa alla conservazione delle specie migratrici appartenenti alla fauna selvatica del 23/6/1979. Tutela le popolazioni di animali selvatici il cui stato di conservazione è considerato sfavorevole oppure che sono in pericolo di estinzione;
- Convenzione di Barcellona per la protezione del Mediterraneo del 16/2/1976. Comprende diversi protocolli tra cui quello relativo alle aree del Mediterraneo particolarmente protette prevedendo l'istituzione di Parchi marini;
- Convenzione di Washington, sul commercio internazionale delle specie di flora e fauna selvatiche, minacciate di estinzione del 3/3/1973. Contiene disposizioni analitiche sul commercio di specie, cioè animali e piante vivi o morti, parti o prodotti degli stessi, mediante permessi e certificati rilasciati da autorità amministrative, assistite da autorità scientifiche;
- Dichiarazione di Stoccolma del 16/6/1972. Con la dichiarazione di Stoccolma, già nel 1972 vengono posti all'attenzione mondiale, pur se con accenti diversi, i temi ambientali mondiali che saranno poi oggetto della convenzione di Rio de Janeiro: inquinamento delle acque e dei mari, gestione dei rifiuti, protezione delle foreste, salvaguardia del patrimonio genetico, possibili cambiamenti climatici;
- Convenzione di Ramsar, relativa alle zone umide di importanza internazionale, del 02/02/71. Ha come obiettivo fondamentale la tutela delle ultime grandi zone umide, come ambienti regolatori del regime delle acque, in quanto habitat di flora e fauna caratteristiche e, in particolare degli uccelli acquatici migratori, considerati come una risorsa internazionale. L'assenza di obblighi precisi per le parti contraenti, fa sì che la convenzione abbia soprattutto una importanza

morale. Il controllo internazionale è affidato all'inserimento delle zone umide in appositi elenchi.

### 2.1.2.2 Normativa comunitaria

- Regolamento CE 2724/2000 del 30/11/00 di modifica del regolamento CE 338/97 del consiglio relativo alla protezione di specie della flora e della fauna selvatiche mediante il controllo del loro commercio;
- Decreto 98/145/CE del 12/2/98 decisione del consiglio UE concernente l'approvazione in nome della Comunità Europea delle modifiche delle appendici I e II della convenzione di Bonn;
- Decreto 98/746/CE del 21/12/98 decisione del consiglio UE relativa alla approvazione in nome della Comunità Europea della modifica degli allegati II e III della Convenzione di Berna;
- Regolamento CE 939/97 recante modalità di applicazione del regolamento CE 338/97 del Consiglio;
- Direttiva 97/62/CE del 27/10/97 direttiva recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva "Habitat";
- Direttiva 92/43/CEE del 21/5/1992 sulla conservazione degli habitat naturali. Sulla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, della flora e della fauna selvatica, il cui scopo principale è promuovere il mantenimento della biodiversità. La direttiva afferma la esigenza di designare zone speciali di conservazione per la realizzazione di una Rete Ecologica Europea coerente, denominata Natura 2000 comprendente gli habitat di interesse comunitario, incluse le zone di protezione speciale designate a norma della direttiva "Uccelli". L'attuazione di questa direttiva, attraverso il progetto BioItaly, ha portato alla designazione dei Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e delle Zone di Protezione Speciale (ZPS) che costituiscono la rete Natura 2000;
- Regolamento 1973/92 "Life" modificato dal regolamento CEE 1404/96 per il sostegno finanziario di azioni relative alla conservazione della natura;

- Regolamento CEE 3626/82 del 3/12/82 di recepimento della convenzione di Washington;
- Direttiva 79/409/CEE del 2/4/75 concernente la conservazione degli uccelli selvatici. Più volte integrata e modificata nel contenuto dei suoi allegati, si prefigge la protezione, la gestione e la regolamentazione di tutte le specie viventi allo stato selvatico nel territorio Europeo, applicandosi ad uccelli, uova, nidi ed habitat;
- Convenzione di Berna, relativa alla conservazione della vita selvatica e dell'ambiente naturale in Europa del 19/9/79.

### 2.1.2.3 Normativa nazionale

- Legge n. 179 del 31/7/2002 recante disposizioni in materia ambientale;
- DPR n. 357 dell' 8/9/1997 regolamento di attuazione della direttiva 92/43 "habitat";
- Legge n. 124 del 14/2/1994 ratifica ed esecuzione della convenzione di Rio de Janeiro;
- Legge n. 97 del 31/1/1994 nuove disposizioni per le zone montane;
- Legge n. 157/92 sulla protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio. La normativa sulla difesa della fauna è tradizionalmente associata in Italia a quella sulle attività venatorie e viene periodicamente aggiornata in relazione alle convenzioni internazionali e delle direttive comunitarie. La 157/92 fa infatti propri i principi di tutela della direttiva CEE 79/409 e della convenzione di Berna. Particolare importanza assume la previsione della istituzione, da parte delle regioni, lungo le rotte migratorie dell'avifauna, di zone di protezione finalizzate alla conservazione delle specie migratorie;
- Legge n. 150 del 7/2/1992 di recepimento della convenzione di Washington;
- Legge n. 394 del 6/12/1991 (legge quadro sulle aree protette). L'insieme delle esperienze statali e regionali in materia di aree protette ha visto come evento

conclusivo la approvazione della legge quadro , che comprende principi generali, finalizzati a ricondurre ad una logica integrata i diversi sistemi di aree protette in via di sviluppo e a norme specifiche per le aree protette nazionali e regionali. Questa legge si qualifica per il recepimento, nelle finalità generali, dei più importanti principi di tutela e gestione delle aree naturali protette (la conservazione delle specie animali e vegetali, delle associazioni vegetali o forestali, delle comunità biologiche, dei biotopi e degli ecosistemi; l'applicazione di metodi di gestione e restauro ambientale; la promozione di attività di educazione ambientale; la difesa e ricostituzione degli equilibri idraulici ed idrogeologici; la valorizzazione e sperimentazione di attività produttive compatibili);

- Legge n. 127 del 5/3/1985. Ratifica ed esecuzione del protocollo relativo alle aree specialmente protette del Mediterraneo, aperto alla firma a Ginevra il 3/4/82;
- Legge n. 979 del 31/12/1982 (disposizioni per la difesa del mare) in applicazione della convenzione di Barcellona.

### 2.1.2.4 Normativa regionale

La delega delle funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio e al gas è stata conferita alle Regioni ai sensi dell'art. 30 del d.lgs.112/98;

- L.R. n.28 del 1984, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti);
- L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque;

- L.R n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi;
- L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a favorire la diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento;
- L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, è stata disciplinata la valutazione di impatto ambientale, in conformità con le Direttive CEE 85/377 e 97/11, relativamente ai progetti pubblici e privati riguardanti lavori di costruzione, impianti, opere, interventi che possano avere rilevante incidenza sull'ambiente, ivi compresi:
  - impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 35MW;
  - impianti industriali per il trasporto di gas, vapore e acqua calda: trasporto di energia elettrica mediante linee aeree superiori a 70 kW e 2.1 km di lunghezza;
  - stoccaggio in superficie di gas naturali con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
  - stoccaggio in superficie di combustibili fossili con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
  - impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale non superi 1 MW). Soglia in aree naturali protette: tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale complessiva non superi 50 kW;
  - agglomerazione industriale di carbon fossile e lignite (tutti i progetti);
  - attività di ricerca ed utilizzo delle risorse geotermiche (tutti i progetti);
  - attività di ricerca di idrocarburi in terra ferma (tutti i progetti);
  - impianti di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare (tutti i progetti, esclusi quelli destinati ad alimentare dispositivi di sicurezza e singoli dispositivi di illuminazione; che risultano essere parzialmente o totalmente integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007; che risultano essere non integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007 la cui potenza non sia inferiore ad 1MW).
- L.r. 28/1994 regola l'individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree protette in Basilicata;
- L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:
  - a. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
  - b. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
  - c. la costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
  - d. la costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
  - e. il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
  - f. la concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;
  - g. l'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;
  - h. la promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati;
  - i. l'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.

- La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale;
- Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica, è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas;
- La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia. La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali;
- Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti;
- La legge Finanziaria per il 2009 (L.r.,n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9);
- L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003.
- La L.R. n. 1/2010 in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale. D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 L.R. n. 9/2007, è stato

approvato il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale (P.I.E.A.R.), successivamente aggiornato e coordinato con la Legge regionale 15 febbraio 2010, n. 21.

#### 2.1.2.5 Direttive CEE 92/43 "Habitat" e 79/409 "Uccelli"

Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992. La presente direttiva è relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. GUCE n. 206 del 22 luglio 1992.

Direttiva 97/62/CEE del Consiglio del 27 ottobre 1997. La presente direttiva reca adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. GUCE n. L 305 del 08/11/1997.

Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357. Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. Supplemento ordinario n.219/L alla GU n.248 del 23 ottobre 1997 – Serie Generale.

Decreto del Ministro dell'Ambiente 20 gennaio 1999. Modificazioni degli allegati A e B del decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, in attuazione della direttiva 97/62/CE del Consiglio, recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE. GU, serie generale, n. 23 del 9 febbraio 1999. (Riporta gli elenchi di habitat e specie aggiornati dopo l'accesso nell'Unione di alcuni nuovi Stati).

Decreto del Presidente della Repubblica 12 marzo 2003, n.120. Regolamento recante modifiche ed integrazioni al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997 n. 357, concernente attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. GU n. 124 del 30 maggio 2003, serie generale.

Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 3 settembre 2002. Linee guida per la gestione dei siti della Rete Natura 2000 (G.U. della Repubblica Italiana n. 224 del 24 settembre 2002).

Direttiva 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979. La presente direttiva è relativa alla conservazione degli uccelli selvatici. GUCE n. 103 del 25 aprile 1979, modificata da:

- Direttiva 81/854/CEE del Consiglio, del 19 ottobre 1981 che adatta la direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, a seguito dell'adesione della Grecia. GUCE L 319, 07.11.1981;
- Direttiva 91/244/CEE della Commissione, del 6 marzo 1991 che modifica la direttiva 79/409/CEE del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici (in particolare, sostituisce gli allegati I e III). GUCE L 115, 08.05.1991 (G.U. 13 giugno 1991, n.45, 2° serie speciale);
- Direttiva 94/24/CE del Consiglio, dell'8 giugno 1994 che modifica l'allegato II della direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici GUCE L 164, 30.06.1994 (GU 12 settembre 1994, n.69, 2° serie speciale);
- Decisione 95/1/CE del Consiglio dell'Unione europea, del 1° gennaio 1995, recante adattamento degli atti relativi all'adesione di nuovi Stati membri all'Unione europea (Atto di adesione dell'Austria, della Finlandia e della Svezia). GUCE L 1, 01.01.1995;
- Direttiva 97/49/CE della Commissione, del 29 luglio 1997. (sostituisce l'allegato I della direttiva Uccelli). GUCE L 223, 13.08.1997(G.U. 27 ottobre 1997, n.83, 2° serie speciale).

Recepimento e attuazione a livello nazionale della direttiva "Uccelli":

- Legge n. 157 dell'11 febbraio 1992: Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il venatorio. GU, serie generale, n. 46 del 25 febbraio 1992;
- Legge 3 ottobre 2002, n. 221: Integrazioni alla legge 11 febbraio 1992, n. 157, in materia di protezione della fauna selvatica e di prelievo venatorio, in attuazione della direttiva 79/409/CEE. GU n. 239 del 11 ottobre 2002.

Elenco dei siti di importanza comunitaria e delle zone di protezione speciale della Regione Basilicata. Aree individuate ai sensi delle direttive n. 92/43/CEE e 79/409/CEE.

### 2.1.3 Normative sugli elettrodotti

Per quanto concerne la normativa sugli elettrodotti, che comprende oltre al conduttore propriamente detto anche le sottostazioni e cabine di trasformazione si fa riferimento alle seguenti normative:

Il D.P.C.M. 23 aprile 1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" integrato dal D.P.C.M.28 settembre 1995 riportante "Norme tecniche procedurali di attuazione relativamente agli elettrodotti" sono le prime normative volte a limitare l'elettrosmog, ossia l'emissione di campi elettrici e magnetici dovuti agli elettrodotti ed alle loro pertinenze. I suddetti D.P.C.M. sono stati abrogati dal D.P.C.M 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" che fissa i limiti massimi di esposizione per la popolazione residente nonché i valori di attenzione e degli obiettivi di qualità.

## 2.2 NORME E PROCEDURE PER LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E DI INCIDENZA

### 2.2.1 Il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR)

Il presente decreto regola il processo autorizzativo relativo agli impianti di produzione di energia eolica nel territorio della regione Basilicata.

Per quanto concerne il percorso autorizzativo per gli impianti eolici di grande generazione, l'appendice A del decreto è suddivisa nelle seguenti principali sezioni:

- Gli impianti di grande generazione:
  - Aree e siti non idonei;
  - Aree e siti idonei;
  - Requisiti tecnici minimi;
  - Requisiti di sicurezza;
  - Requisiti anemologici;
  - La progettazione;
  - Fase di realizzazione;
  - Fase di esercizio;
  - Fase di dismissione;
  - Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione;
  - Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

### 2.2.2.1 Gli impianti di grande generazione

Si definiscono impianti di grande generazione gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW.

Gli impianti di grande generazione devono possedere requisiti minimi di carattere territoriale, anemologico, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

A tal fine il territorio lucano è stato suddiviso nelle seguenti due macro aree:

1. aree e siti non idonei;
2. aree e siti idonei suddivisi in:
  - Aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale;
  - Aree permesse.

### 2.2. 2.2 Aree e siti non idonei

In queste aree non è consentita la realizzazione di impianti eolici di macrogenerazione. Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico, o per effetto della pericolosità idrogeologica, si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

1. Le Riserve Naturali regionali e statali;
2. Le aree SIC;
3. Le aree ZPS;
4. Le Oasi WWF;
5. I siti archeologici e storico-monumentali con fascia di rispetto di 300 m;
6. Le aree indicate con rischio idrogeologico elevato o molto elevato nei "Piani per la difesa del rischio idrogeologico" (PAI) redatti dalle competenti Autorità di bacino (aree R3 ed R4 dei PAI), nonché le aree classificate come aree a rischio geologico eccezionale o elevato nei Piani Paesistici di Area Vasta;
7. Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2;
8. I boschi governati a fustaia e di castagno;
9. Le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m;
10. Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 300 m dalle sponde;
11. I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99;
12. Aree dei Parchi Nazionali e Regionali;
13. Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
14. Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare;
15. Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato.

### 2.2. 2.3 Aree e siti idonei

#### *Aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale.*

Sono aree con un valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale medio-alto per le quali si ritiene di poter autorizzare impianti eolici con requisiti di qualità alta.

Ricadono in questa categoria:

1. Aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria;
2. Aree di Crinale (ai fini del presente Piano per area di crinale si intende la fascia di larghezza pari a 200 m a cavallo dello spartiacque).

In tali aree, è consentita esclusivamente la realizzazione di impianti eolici con numero massimo di dieci aerogeneratori.

#### *Aree Permesse.*

Ricadono in questa categoria tutte le aree e i siti che non ricadono nelle altre categorie.

Nelle aree e siti idonei un progetto di impianto eolico per essere autorizzato deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici minimi.

### 2.2. 2.4 Requisiti tecnici minimi

I progetti per la realizzazione di impianti eolici di grande generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti vincoli tecnici minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 5 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,3 kWh/(anno·mc), come riportato nella formula seguente:

$$Ev = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,3 \text{ [kWh/(anno} \cdot \text{m}^3\text{)]}$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

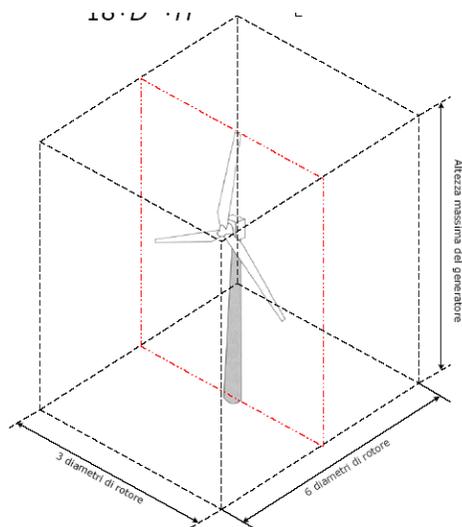
D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;

- d) Taglia minima dell'aerogeneratore: 2 MW (2.000 kW);
- e) Numero massimo di aerogeneratori: 15 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale). Il numero massimo degli aerogeneratori potrà essere aumentato fino a 30 qualora i progetti comprendano interventi di sviluppo locale ed in grado di concorrere al complesso degli obiettivi del PIEAR, concordati con le Amministrazioni locali interessate dal parco eolico. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale.

Ai fini della valutazione delle ore equivalenti, di cui al punto b, e della densità volumetrica, di cui al punto c, valgono le seguenti definizioni:

1. Ore equivalenti di funzionamento di un aerogeneratore: rapporto fra la produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in megawattora (MWh) (basata sui dati forniti dalla campagna di misure anemometriche) e la potenza nominale dell'aerogeneratore espressa in megawatt (MW);
2. Densità volumetrica di energia annua unitaria (Ev): rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in chilowattora anno, e il volume del campo visivo occupato dall'aerogeneratore espresso in metri cubi e pari al volume del parallelepipedo di lati 3D, 6D e H, dove D è il diametro del rotore e H è l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo + lunghezza della pala); cfr. Fig. A - A.



**Fig. A - A:** Volume del campo visivo occupato da un aerogeneratore.

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell'impianto che permette di avere una misura dell'impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di  $E_v$  significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell'impianto.

### 2.2. 2.5 Requisiti di sicurezza

I progetti, per poter avviare l'iter autorizzativo, devono rispettare i seguenti requisiti di sicurezza inderogabili:

- a) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 pari a 1.000 m,

- b) Distanza minima da edifici a carattere abitativo, commerciale, per servizi e turistico-ricreativo, fuori dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99, pari a 500 m, previa verifica di compatibilità acustica e mancanza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità degli edifici;
- c) Distanza minima da edifici non residenziali e/o utilizzati per attività produttive, fuori dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99, pari a 200 m, previa verifica di compatibilità acustica. Distanze inferiori sono ammesse per edifici adibiti a stoccaggio materiali ove non vi sia presenza di persone e/o animali;
- d) Per i punti di cui alle lett. b) e c) le distanze possono essere ridotte nel caso i titolari o aventi la disponibilità degli edifici siano favorevoli. Restano fermi i vincoli di compatibilità acustica imposti dalla normativa vigente e la verifica dell'assenza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità degli edifici;
- e) Distanza minima da autostrade e strade statali di 400 m;
- f) Distanza minima di 100 m dalle strade provinciali e comunque non inferiore alla distanza di sicurezza calcolata per singolo aerogeneratore;
- g) E' inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche e, con riferimento al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino.

Ai fini della sicurezza deve essere elaborato un apposito studio sulla gittata massima degli elementi rotanti nel caso di rottura accidentale.

### 2.2. 2.6 Requisiti anemologici

Il progetto definitivo dell'impianto deve contenere uno Studio Anemologico, effettuato da società certificata e/o accreditate, correlato alle dimensioni del parco e della durata di almeno un anno.

Le rilevazioni anemologiche devono rispettare i seguenti requisiti minimi:

- a) Presenza di almeno una torre anemometrica nel sito con documentazione comprovante l'installazione;
- b) La torre anemometrica deve essere installata seguendo le norme IEC 61400 sul posizionamento dei sensori e sulle dimensioni caratteristiche delle diverse parti che compongono la torre medesima;
- c) I sensori di rilevazione della velocità del vento devono essere corredati da certificato di calibrazione non antecedente a 3 anni dalla data di fine del periodo di acquisizione;
- d) Deve essere fornito un certificato di installazione della torre rilasciato dal soggetto incaricato dell'installazione, completa dei sensori e del sistema di acquisizione, memorizzazione e trasmissione dati. Devono inoltre essere forniti i rapporti di manutenzione della torre;
- e) Periodo di rilevazione di almeno 1 anno di dati validi e consecutivi (è ammessa una perdita di dati pari al 10% del totale); qualora vi sia stata una perdita di dati superiore al 10% ma inferiore al 20% del totale è facoltà del richiedente adottare una delle due strategie seguenti: considerare il periodo mancante alla stregua di un periodo di calma ed includere tale periodo nel calcolo dell'energia prodotta; estendere il periodo di acquisizione fino al raggiungimento di misurazioni che per un periodo consecutivo di un anno presentino una perdita di dati non superiore al 10% del totale. Qualora i dati mancanti fossero in numero maggiore al 20% del totale, il periodo di monitoraggio dovrà estendersi ad un totale di almeno 2 anni o, in alternativa, i dati mancanti potranno essere acquisiti da stazioni di rilevamento prossime alle aree d'intervento purché acquisiti con le stesse modalità sopra indicate;

- f) I dati sperimentali acquisiti dovranno essere forniti alla presentazione del progetto nella loro forma digitale, originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera, in un formato alfanumerico tradizionale (ascii o xls). La Pubblica Amministrazione si impegna ad utilizzare i dati anemologici forniti dal proponente per i soli fini istituzionali;
- g) Devono essere fornite le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dai sensori anemometrici utilizzati per la stima della produzione energetica;
- h) Nella documentazione tecnica dovrà essere riportato un calendario dettagliato delle acquisizioni fatte da ciascun sensore nei 12 mesi minimi di rilevazione, insieme all'elenco delle misure ritenute non attendibili.

### 2.2. 2.7 La progettazione

Dal punto di vista ambientale il progetto deve evidenziare gli elementi che possono produrre apprezzabili impatti sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre, dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative, le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema).

Particolare attenzione nel SIA dovrà essere dedicata a:

- a) **Impatto su flora, fauna ed ecosistemi.** La realizzazione di un impianto eolico, così come qualsiasi altro intervento antropico, ha un impatto sulla flora, sulla fauna e sull'ecologia. L'impatto sulla vegetazione è da addurre principalmente al danneggiamento e/o alla perdita diretta di specie floristiche e di habitat, cioè delle condizioni chimico-fisiche e vegetazionali nelle quali si trova comunemente una specie. Ciò è dovuto essenzialmente all'ampliamento o alla realizzazione di strade, all'apertura dei cantieri, alla realizzazione delle banchine di scarico del materiale e dei vari elementi che costituiscono l'aerogeneratore, alla costruzione delle cabine di trasformazione dell'energia prodotta, alla circolazione dei mezzi, ecc. Analizzando invece la fauna, le

interferenze che l'installazione di un campo eolico può generare sono essenzialmente di tipo diretto e riconducibili alla perdita di esemplari di uccelli per collisione (con le torri e le pale dell'aerogeneratore, con i conduttori delle linee elettriche e le funi di guardia, ecc.), alla perdita di esemplari di uccelli per effetto del fenomeno dell'elettrocuzione (folgorazione su linee elettriche dovuta al fatto che gli uccelli, posandosi su cavi o tralicci, possano toccare con le ali contemporaneamente due fili o un filo e un supporto in grado di scaricare a terra, chiudendo così il circuito elettrico), alla perdita di esemplari di fauna non ornitica durante la fase di costruzione dell'impianto per effetto, ad esempio, di movimenti di terra o di collisioni con i mezzi da lavoro e trasporto, e di tipo indiretto e riconducibili alla modificazione o perdita di siti alimentari e riproduttivi e al disturbo antropico nel sito e in una fascia intorno ad esso determinato, oltre che dalla realizzazione degli impianti (rumore, vibrazioni, riflessi di luce, ecc.) anche dall'aumento generalizzato della pressione antropica. In ogni caso la presenza e l'entità di tali impatti va valutata nelle varie fasi temporali in cui può essere suddivisa l'attività connessa alla realizzazione, all'esercizio, alla manutenzione e alla dismissione dell'impianto eolico.

#### ***Vegetazione e flora***

L'analisi dello stato iniziale dei luoghi deve essere condotta considerando un'area di studio la cui estensione sia almeno pari a 5 km di distanza (in ogni direzione) da ciascun aerogeneratore, e che comunque sia tale da includere tutte le opere secondarie (strade di accesso, elettrodotti, ecc.). Questa analisi deve comprendere:

- Caratterizzazione vegetazionale e floristica dell'area di studio tramite l'individuazione e la descrizione delle tipologie vegetazionali presenti, la loro caratterizzazione floristica ed ecologica e l'analisi della vegetazione significativa potenziale (specie e popolamenti vegetali di pregio sulla base delle informazioni esistenti e del clima);
- Analisi vegetazionale e floristica del sito di intervento attraverso rilevamenti fitosociologici dell'area e check-list delle specie botaniche

presenti, con l'indicazione dell'eventuale appartenenza alle "Liste Rosse Regionali" della Società Botanica Italiana; Carta della vegetazione presente, intesa come essenze dominanti sulla base di analisi ortofotografiche e di rilevazioni dirette sul campo, in scala 1:10.000;

- Individuazione degli habitat e delle specie di flora di pregio naturalistico almeno appartenenti alle "Liste Rosse Regionali", attraverso indagini dirette sul sito di intervento, con restituzione cartografica in scala 1:10.000 della loro distribuzione;
- Valutazione dell'impatto cumulativo sulla vegetazione derivante dalla presenza di altri parchi eolici o di altre opere nella medesima area.

#### ***Fauna***

L'analisi dello stato iniziale dei luoghi deve essere condotta considerando un'area di studio la cui estensione sia almeno pari a 5 km di distanza (in ogni direzione) da ciascun aerogeneratore, e che comunque sia tale da includere tutte le opere secondarie (strade di accesso, elettrodotti, ecc.).

Questa analisi deve comprendere:

- Analisi di dettaglio per i rapaci diurni e notturni, per l'avifauna migrante e svernante presente nell'area di studio, con particolare riferimento alle specie e ai gruppi particolarmente sensibili;
- Indicazione e mappa, sulla base di rilevamenti specifici per i quali deve essere adeguatamente descritta la metodologia, della presenza di siti di riproduzione, rifugio, svernamento e alimentazione, con particolare riguardo all'individuazione di siti di nidificazione e di caccia dei rapaci, di corridoi di transito utilizzati dall'avifauna migratoria e dai grossi mammiferi, di rotte migratorie, di grotte utilizzate da popolazioni di chiroteri;
- Per gli impianti costituiti da un numero di aerogeneratori superiore a 10, è richiesto lo studio delle migrazioni diurne e notturne durante il passo primaverile e autunnale, da svolgersi mediante analisi bibliografica e sopralluoghi sul campo durante almeno una stagione

idonea. Tale studio deve essere corredato dall'indicazione cartografica in scala adeguata (1:25.000 – 1:50.000) della direzione dei venti dominanti;

- Per gli impianti eolici realizzati nelle aree vincolate è obbligatorio che il proponente effettui un monitoraggio di almeno 2 anni per lo studio della fauna, l'analisi di eventuali impatti e della presenza di chiropteri. Lo studio dovrà essere condotto secondo i criteri definiti dal metodo BACI (Bifore and After Control Impact), e dovrà prolungarsi anche durante la fase di cantiere e per ulteriori 5 anni dopo l'avvio dell'impianto al fine di definire con precisione l'impatto effettivo dell'opera sulla fauna locale;
- Deve essere effettuata l'analisi degli impatti distintamente sui chiropteri, sui gruppi di avifauna particolarmente sensibili e su tutte le rimanenti specie, valutando i seguenti fattori di impatto: modificazione dell'habitat, probabilità di decessi per collisione, variazione della densità di popolazione;
- Valutazione anche dell'impatto cumulativo derivante dalla presenza di altri impianti eolici o di altre opere ricadenti nell'ambito di studio individuato nel SIA.

### **Ecosistemi**

L'analisi dello stato iniziale dei luoghi deve essere condotta considerando un'area di studio la cui estensione sia almeno pari a 5 km di distanza (in ogni direzione) da ciascun aerogeneratore, e che comunque sia tale da includere tutte le opere secondarie (strade di accesso, elettrodotti, ecc.).

Questa analisi deve comprendere:

- Individuazione cartografica, in scala 1:10.000, delle unità ecosistemiche presenti nel territorio interessato dall'intervento e analisi, almeno qualitativa, della struttura degli ecosistemi stessi, attraverso la descrizione delle rispettive componenti abiotiche e biotiche e della relativa dinamica, con particolare riferimento alle

relazioni tra i vari popolamenti faunistici, nonché indicazione del valore naturalistico delle diverse unità ecosistemiche;

- Valutazione dell'impatto complessivo sulle unità ecosistemiche, in base all'intensità della pressione e all'area di incidenza degli elementi di pressione attuali e di quelli conseguenti alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, evidenziando e analizzando più dettagliatamente gli impatti sulle unità ecosistemiche di particolare rilievo (boschi, corsi d'acqua, zone umide, ecc.);
- Valutazione anche dell'impatto cumulativo derivante dalla presenza di altri impianti eolici o di altre opere ricadenti nell'ambito di studio individuato nel SIA.

- b) **Impatto visivo e paesaggistico.** Tra i vari impatti che la realizzazione di un impianto eolico determina, l'impatto visivo e paesaggistico è quello ritenuto, almeno in letteratura, il più rilevante, per effetto di una serie di ragioni strettamente connesse alla localizzazione degli impianti e alle loro caratteristiche costruttive. Dovendo, infatti, gli impianti eolici sfruttare l'energia del vento per produrre elettricità, essi debbono essere posti in zone ventose e quindi per lo più su crinali o comunque su punti che si trovano di solito nella parte più alta di un territorio. Per lo stesso motivo anche gli aerogeneratori tendono ad avere uno sviluppo verticale molto pronunciato e tale da renderli molto visibili in ogni contesto territoriale. L'inserimento di un parco eolico all'interno di un territorio non è però da vedersi solamente come una intrusione visiva che va a modificare l'unità estetica del paesaggio e il complesso di valori associati al paesaggio medesimo, ma può anche essere visto come un progetto estetico compiuto ed in grado di inserirsi all'interno di un territorio senza alterarne l'unità estetica o addirittura ridefinendone i contenuti. In ogni caso, si ritiene necessario che il proponente realizzi uno studio di impatto sul paesaggio dal quale emerga come viene a modificarsi lo stesso a causa dell'inserimento dell'impianto eolico. La relazione paesaggistica deve essere, in particolare, accompagnata da analisi di intervisibilità (analisi della distribuzione nello spazio dell'intrusione visiva, secondo le sue diverse caratteristiche di intensità

ed estensione), e da simulazioni (fotoinserti, filmati e immagini virtuali per simulare l'impatto visivo delle centrali eoliche nei diversi punti del territorio):

- condotte, almeno, da quei punti ritenuti di valore percettivo, architettonico o storico-monumentale eccezionale ed elevato dai Piani Paesistici di Area Vasta, dai beni architettonici e storico-monumentali presenti nelle vicinanze del sito in cui sarà realizzato l'impianto, dai centri urbani limitrofi e dai punti panoramici e di eccezionale ed elevato interesse percettivo eventualmente presenti all'interno delle Aree Inibite;
- elaborate in funzione dell'orografia dei luoghi e tali da permettere una valutazione delle aree su cui si manifesta l'impatto visivo, mediante una visualizzazione in 3D da tutti i punti che sono scenicamente in stretta relazione con il sito e con l'ambiente limitrofo, in modo da ottenere una o più distribuzioni spaziali dell'impianto in esame.

Tali analisi devono essere condotte tramite l'utilizzo di Modelli Digitali del Terreno (DTM o DEM), di risoluzione molto elevata e non inferiore ai 20 m. Nella relazione paesaggistica dovrebbe essere riportato anche uno studio sui colori dei vari elementi che compongono il parco eolico, argomentando e giustificando le scelte effettuate. È inoltre necessario effettuare un'analisi degli impatti cumulativi sulla componente visiva e paesaggistica derivanti dalla presenza di altri impianti eolici o di altre opere nella medesima area.

- c) **Impatto acustico ed elettromagnetico.** La presenza di un impianto eolico determina anche un impatto acustico ed elettromagnetico sul territorio circostante. L'impatto acustico è dovuto all'interazione della vena fluida con le pale del rotore in movimento e dipende dal tipo di aerogeneratore, dalla velocità di rotazione delle pale e dai materiali isolanti utilizzati. La distanza più opportuna che deve intercorrere tra i corpi ricettori ed il parco eolico, al fine di eliminare il rumore, è inoltre dipendente dalla topografia locale, dal rumore di fondo esistente e dalle dimensioni dell'impianto. Al riguardo vari studi hanno dimostrato che ad alcune centinaia di metri dalle turbine il rumore dovuto

all'impianto eolico si maschera con il rumore di fondo. In ogni caso il proponente ha l'obbligo di effettuare una verifica di compatibilità acustica dell'impianto con i piani di zonizzazione comunali, ove esistenti, e uno studio fonometrico da allegare al progetto all'atto della sua presentazione per la valutazione cumulativa del livello di pressione sonora immesso, oltre che di quello emesso. L'impatto elettromagnetico causato dagli impianti eolici è molto ridotto nei casi in cui il trasporto dell'energia prodotta avviene tramite l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti. Diverso è il caso in cui le linee elettriche siano appositamente progettate e costruite. In ogni caso, a completamento dello Studio di Impatto Ambientale, dovrà essere allegata una tavola riassuntiva del tracciato e delle caratteristiche fisiche dell'elettrodotto interrato ed una relazione tecnica specialistica di calcolo del campo elettrico e del campo di induzione magnetica (corredata dai rispettivi diagrammi) che metta in luce il rispetto dei limiti della Legge n. 36/2001 e dei relativi Decreti attuativi. Tale verifica di compatibilità elettromagnetica deve essere eseguita anche per le stazioni di disconnessione e le sottostazioni elettriche.

Nella progettazione dell'impianto eolico si deve garantire una disposizione degli aerogeneratori la cui mutua posizione impedisca visivamente il così detto "effetto gruppo" o "effetto selva".

Per garantire la presenza di corridoi di transito per la fauna oltre che ridurre l'impatto visivo gli aerogeneratori devono essere disposti in modo tale che:

la distanza trasversale minima fra aerogeneratori sia pari a 3 diametri di rotore (per distanza trasversale si intende la distanza intercorrente fra gli assi delle torri di due aerogeneratori in direzione ortogonale al vento prevalente);

la distanza minima longitudinale tra le file sia pari a 6 diametri di rotore (per distanza longitudinale si intende la distanza intercorrente fra gli assi delle torri di due aerogeneratori in direzione parallela al vento prevalente). Per impianti che si sviluppano su file parallele e con macchine disposte in configurazione sfalsata la distanza minima fra le file non può essere inferiore a 3 diametri di rotore (Fig. A - B).

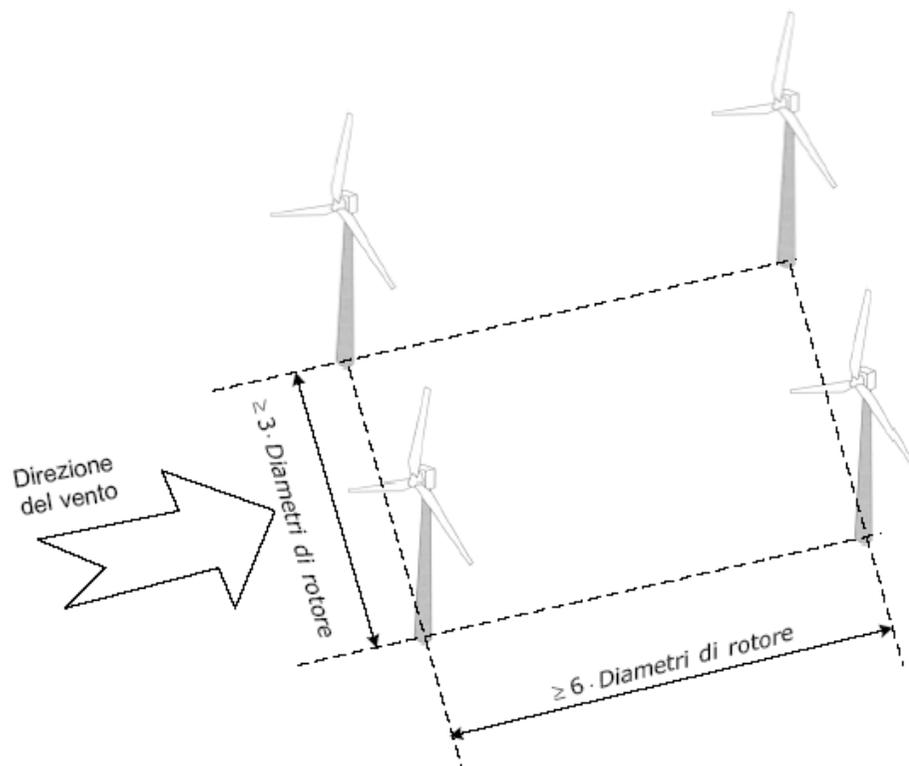


Fig. A - B: Distanze minime tra aerogeneratori.

Nella redazione del progetto bisognerà in ogni caso osservare le prescrizioni di seguito elencate:

1. Al fine di ridurre l'impatto visivo e paesaggistico è necessario che fra due impianti che presentano intervisibilità sia rispettata una distanza minima di

- almeno 2 km fra le macchine più vicine a meno che l'insieme degli aerogeneratori presenti nei due impianti non sia superiore alle 15 unità.
2. È obbligatorio utilizzare aerogeneratori con torri tubolari (divieto di utilizzare torri a traliccio e tiranti) rivestite con vernici antiriflesso di colori presenti nel paesaggio o neutri, evitando l'apposizione di scritte e/o avvisi pubblicitari. I trasformatori e tutti gli altri apparati strumentali della cabina di macchina per la trasformazione elettrica da BT a MT devono essere allocati, all'interno della torre di sostegno dell'aerogeneratore. In alternativa, si può prevedere l'utilizzo di manufatti preesistenti opportunamente ristrutturati al fine di preservare il paesaggio circostante o la creazione di nuovi manufatti.
3. L'ubicazione dell'impianto deve essere il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre l'impatto degli elettrodotti interrati di collegamento. Le linee interrate, in MT AT, devono essere collocate ad una profondità minima di 1,2 m, protette e accessibili nei punti di giunzione, opportunamente segnalate e adiacenti il più possibile ai tracciati stradali. Ove non fosse tecnicamente possibile la realizzazione di elettrodotti interrati in MT la linea aerea in MT deve essere dotata di conduttori riuniti all'interno di un unico rivestimento isolante. In tal caso il tracciato delle linee aeree deve il più possibile affiancarsi alle infrastrutture lineari esistenti e deve essere preso in esame l'impatto che la presenza di linee aeree può avere sull'avifauna, sia in riferimento al fenomeno delle collisioni che dell'elettrocuzione, e sul paesaggio, nonché le relative misure di mitigazione.
4. Bisogna evitare l'ubicazione degli impianti e delle opere connesse (cavidotti interrati, strade di servizio, sottostazione, ecc.) in prossimità di compluvi e torrenti montani indipendentemente dal loro bacino idraulico, regime e portate, e nei pressi di morfostrutture carsiche quali doline e inghiottitoi.
5. Gli sbancamenti ed i riporti di terreno devono essere contenuti il più possibile ed è necessario prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.
6. Dovranno essere indicate le aree di cantiere ed i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto privilegiando le

- strade esistenti per evitare la realizzazione di modifiche ai tracciati. Andranno valutati accessi alternativi con esame dei relativi costi ambientali.
7. Dovranno essere evidenziate le dimensioni massime delle parti in cui potranno essere scomposti i componenti dell'impianto ed i relativi mezzi di trasporto, privilegiando quelli che consentono un accesso al cantiere senza interventi alla viabilità esistente.
  8. Nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.
  9. Deve essere evitato il rischio di erosione causato dall'impermeabilizzazione delle strade di servizio e dalla costruzione dell'impianto.
  10. La sottostazione elettrica di trasformazione da 20/150 kV o 150/280 kV devono essere realizzate con la tecnologia "in blindato".

#### 2.2. 2.8 Fase di realizzazione

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
2. Durante la fase di cantiere, dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
3. Dovrà essere predisposto un sistema di smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere, e prevedere idonei accorgimenti tecnici che impediscano il dilavamento della superficie dell'area di cantiere;
4. Deve essere ripristinata la vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e deve essere garantita la restituzione alle condizioni ante operam delle aree interessate dalle opere non più necessarie durante la fase di esercizio (piste di lavoro, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali ecc.);

5. Dovranno essere limitate le attività di realizzazione dell'impianto nel periodo riproduttivo delle principali specie animali;
6. Al termine dei lavori il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

#### 2.2. 2.9 Fase di esercizio

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'impianto eolico non precluda, in nessun caso, l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti né ogni altro tipo di attività preesistente;
2. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'attività di funzionamento dell'impianto non interferisca con la migrazione e le attività delle specie volatili a rischio di estinzione;
3. Dovrà essere assicurata la protezione dell'impianto eolico in caso d'incendio;
4. Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico dovranno essere adeguatamente trattati e smaltiti presso il "Consorzio obbligatorio degli oli esausti";
5. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione dei rotori o dell'intera turbina, riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;
6. Il proponente dovrà informare annualmente l'Ufficio regionale competente mediante Raccomandata con RR, della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto eolico autorizzato;
7. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile ad una riduzione del vento.

5. Comunicare agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

## 2.2. 2.10 Fase di dismissione

Alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il soggetto autorizzato è tenuto a dismettere l'impianto secondo il progetto approvato o, in alternativa, l'adeguamento produttivo dello stesso. Nel caso di dismissione il soggetto autorizzato dovrà, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente:

1. Rimuovere gli aerogeneratori in tutte le loro componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
2. Rimuovere completamente le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
3. Ripristinare lo stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di:
  - a. Ripristinare la coltre vegetale assicurando il ricarico con almeno un metro di terreno vegetale;
  - b. Rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale e tutte le relative opere d'arte;
  - c. Utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale;
  - d. Utilizzare tecniche di ingegneria naturalistica per i ripristini geomorfologici;
4. Convertire ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento, gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione; in alternativa gli stessi dovranno essere demoliti;

## 2.2.2.11 Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) rilasciata dalla società della rete utente ovvero dalla società titolare delle reti di trasmissione, che prevede la connessione dell'impianto;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) progetto di gestione e manutenzione dell'impianto;
- d) progetto di dismissione dell'impianto (è indispensabile riportare nel progetto un piano di dismissione dell'impianto che preveda, alla cessazione dell'attività produttiva, le modalità di rimozione della infrastruttura e di tutte le opere principali connesse, lo smaltimento del materiale dismesso ed il ripristino dello stato dei luoghi; il piano dovrà contenere le modalità la quantificazione delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi);
- e) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- f) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- g) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;

- h) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria;
- i) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- j) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate UTM WGS84.

#### 2.2.2.12 Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03

Le domande, presentate all'Ufficio regionale competente ai sensi dell'art. 12 del D.lgv 387/2003, dovranno contenere l'indicazione delle principali norme di legge applicabili al procedimento unico e l'elenco dei soggetti competenti interessati al rilascio degli assensi occorrenti per l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area e il sito di ubicazione dell'impianto.

Prima del rilascio dell'autorizzazione di cui all'12 del D.Lgs. 387/03, il proponente dovrà fornire una polizza fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, di smaltimento dei rifiuti in discarica e al ripristino dello stato dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione Basilicata, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti (dette garanzie possono essere prestate esclusivamente dalle Banche e dalle Imprese di assicurazione autorizzate dalle leggi vigenti, nonché dagli intermediari finanziari iscritti nell'elenco speciale tenuto dalla Banca di Italia ai sensi della normativa vigente).

#### 2.2.3 Procedure da seguire per la Verifica ex. Art. 10 DPR 12.04.1996 e s.m.i. e per il rilascio del Giudizio di Compatibilità Ambientale es. art. 5 del citato DPR per impianti eolici inshore e offshore e secondo D:Lgs 152/2006

Allo scopo di rendere possibile la partecipazione di tutti i soggetti interessati alla procedura di VIA, ai sensi dell'art. 9 del DPR 12/04/1996 e s.m.i. devono essere sottoposti alla Procedura di Giudizio di Compatibilità Ambientale di cui all'art. 5 del citato DPR:

- tutti i progetti relativi all'installazione di impianti eolici in-shore ed off-shore, qualunque sia la tensione della rete su cui avverrà la consegna dell'energia prodotta, devono essere sottoposti alla procedura di giudizio di compatibilità ambientale di cui all'art. 5 del citato decreto del Presidente della Repubblica;
- I progetti relativi all'installazione di impianti eolici, ricadenti anche parzialmente all'interno di Siti d'importanza comunitaria (SIC) così come individuati dalla successiva parte prima o entro due Km. dal perimetro degli stessi, dovranno attivare contestualmente, ai sensi dell'art. 91 della legge regionale n. 6/2001, le procedure relative alla valutazione d'incidenza, ai sensi dell'art. 5 del D.P.R. n. 357/1998, così come modificato dal D.P.R. n. 120/2003. Saranno parimenti soggetti a Procedura di Giudizio di Compatibilità Ambientale i successivi ampliamenti dei suddetti impianti;

#### 2.2.4 D.P.R. del 12 aprile 1996

Il presente decreto stabilisce gli atti di indirizzo e coordinamento relativi alle condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura d'impatto ambientale ai progetti inclusi nell'allegato II della direttiva 85/337/CEE, concernente la valutazione d'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

#### 2.2.4 Recepimento del d.P.R. del 12 aprile 1996 da parte della regione Basilicata

La Regione Basilicata, attraverso la L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, ha recepito il DPR 12 aprile 1996 – Valutazione di impatto ambientale. Successivamente, attraverso la l.r. 31/2008, sono state impartite nuove disposizioni in tema di recepimento nel territorio della Basilicata del DPR 12 aprile 1996.

#### 2.2.5 DPCM 27 dicembre 1988

Il presente decreto riporta le norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità ambientale di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 346, adottate ai sensi dell'art. 3 del DPCM 10 agosto 1988, n. 377. Tale decreto è stato preso a riferimento per la compilazione del presente elaborato.

#### 2.2.6 D.P.R. n. 357 del 8 settembre 1997

Il suddetto D.P.R. "Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali nonché della flora e della fauna selvatica" (modificato dal D.P.R. 120/2003) riporta nell'Allegato G i contenuti della relazione per la valutazione di incidenza .

#### 2.2.7 Art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE in materia di valutazione di incidenza

La Commissione Europea (DG Ambiente) ha redatto nel Novembre 2001 una "Guida metodologica alle disposizioni dell'art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE.

Il citato documento è stato redatto con l'intento di fornire un aiuto metodologico facoltativo per l'esecuzione o la revisione delle valutazioni a norma dell'articolo 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" (definite in prosieguo "valutazioni dell'articolo 6"). Tali valutazioni sono necessarie ogniqualvolta un progetto o piano sia passibile di avere effetti rilevanti su un sito della rete Natura 2000. Le indicazioni presentate si basano sulla ricerca effettuata per conto della Direzione Generale per l'ambiente della Commissione europea (DG Ambiente). La ricerca fa riferimento sia a una sintesi della letteratura e degli orientamenti elaborati dall'UE e da altri organismi, sia alle esperienze enucleate in alcuni casi-modello in cui sono state svolte valutazioni analoghe a quelle previste dalla direttiva.

*Tale documento, congiuntamente a quanto previsto dall'Allegato G del D.P.R. 357/97, sarà preso come riferimento per la stesura della Valutazione di Incidenza nei casi in cui si verificasse la necessità di eseguire una valutazione di incidenza ai sensi del suddetto art. 6. Questa scelta ha l'obiettivo di facilitare, da parte delle Autorità di valutazione dell'opera, il compito di interpretare i risultati riportati in questo studio.*

### 2.3 STRUMENTI DI TUTELA PAESAGGISTICO-CULTURALE E DI PROGRAMMAZIONE TERRITORIALE

2.3.1 L. 22/10/1999 n. 490: Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352

Tale legge riunisce una serie di norme di programmazione territoriale ed ambientale contenute in una serie di leggi e decreti che a loro volta sono stati abrogati. Gli articoli

138-145 recepiscono gli elenchi dei beni soggetti a tutela, individuati dalla legge 1497/39 e le relative procedure autorizzative.

Nell'articolo 146 è incluso l'elenco dei beni soggetti ad autorizzazione in base alla L. 431/85, fra i quali i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 m dalla linea di battigia.

Per quanto riguarda la gestione dei beni, l'art. 149 recepisce le indicazioni previste nell'art. 1 bis della L. 431/85.

Infine il successivo art. 150 definisce le norme per la redazione degli strumenti urbanistici che tengano conto dei valori individuati negli articoli citati.

### 2.3.2 R.D. 30/12/1923 n. 3267: Vincolo idrogeologico

La norma vincola, per prevenire e/o limitare il dissesto idrogeologico, i terreni di qualsiasi natura e destinazione che per effetto di determinate forme di utilizzazione possono subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque, recando danno pubblico (art. 1).

Le trasformazioni dei terreni soggetti a vincolo devono essere autorizzate dal Corpo Forestale (art. 7).

### 2.3.3 L.R. 04-08-1987, n. 20 e s.m.i. L.R. 2 settembre 1993, n. 50 e la Delib.G.R. 23 settembre 2002, n. 1715: Linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale

All'entrata in vigore del presente decreto, nelle zone di notevole interesse pubblico paesaggistico ai sensi della L. 1497/39 e della L. 431/85 (ambidue ora inglobate nella L. 490/99), l'attività della Soprintendenza per i beni culturali ed ambientali si avvarrà come

strumento di orientamento e di ausilio alla conoscenza del territorio anche delle indicazioni delle suddette linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale (art. 3).

Le strategie del Piano Territoriale Paesistico Regionale sono volte alla salvaguardia dei valori naturali, al recupero di situazioni di degrado, alla conservazione e al restauro del patrimonio storico archeologico, alla riorganizzazione urbanistica-territoriale e alla valorizzazione paesistico - ambientale.

### 2.3.4 LEGGE REGIONALE N. 41 DEL 6-09-1978 e s.m.i. Legge Regionale 10.11.1998, n.42 (B.U.R.B. n.65 del 13 novembre 1998) e s.m.i. Legge Regionale n.11 del 26-05-2004 (B.U.R. Basilicata n. 39 del 27-5-2004)

Il testo legislativo è stato redatto ai sensi del secondo comma dell'art. 11 del TU approvato con D.P. Rep. 28/12/1985 n. 1092.

### 2.3.5 Strumenti di pianificazione locale

Si farà riferimento agli strumenti di pianificazione locale (PRG) dei comuni interessati dall'opera ove questi siano presenti.

## 3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

### 3. Introduzione

Il Quadro di riferimento progettuale contiene:

- la descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
- la descrizione delle principali caratteristiche dei processi produttivi, con l'indicazione della natura e della quantità dei materiali impiegati;
- la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti o per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili;
- la valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previste (quali inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, ecc.) risultanti dalla realizzazione e dalle attività del progetto proposto;
- la descrizione delle principali soluzioni alternative possibili, inclusa l'alternativa zero, con indicazione dei motivi principali della scelta compiuta, tenendo conto dell'impatto sull'ambiente".

### 3.1 Generalità per la realizzazione di impianti eolici

La prima fase nello sviluppo di un qualsiasi parco di generazione eolica è l'iniziale selezione del sito. La scelta del sito comporta l'esecuzione di tutta una serie di operazioni fondamentali; la prima delle quali è l'esecuzione dei rilievi anemometrici che per essere di ampia validità ed utilizzazione devono rispondere ad alcune caratteristiche minime:

- ✓ esecuzione delle misure a diverse quote da terra;
- ✓ registrazioni con campionamenti almeno tri – orari per dieci minuti al fine di avere medie significative con una descrizione di spettro alla Van der Hoven Augusti et al. (1984) e Panofsky & Dutton (1984);
- ✓ registrazioni contemporanee di pressione, temperatura ed umidità;
- ✓ utilizzazioni di strumenti con diverse caratteristiche in funzione delle specifiche situazioni orografiche e meteo – climatiche;

Oltre allo strumento principale a 10 m di quota si utilizzano altri anemometri a quote di 30 e 60 m per rilevare la velocità alle altezze tipiche degli hub per WTG (Wind Turbine Generator, aerogeneratori) di media - grande taglia.

Altre operazioni necessarie possono essere così sintetizzate:

- ✓ ricerca bibliografica e letteraria per individuare le descrizioni eventualmente fatte di eventi eolici interessanti o descrizioni sitologiche di primo indirizzo e comunque dati storici registrati;
- ✓ effettuazioni di interviste ai residenti per individuare microscopicamente località d'interesse e valutare le relazioni con l'ambiente;
- ✓ acquisizione dei dati del Servizio Meteorologico Regionale inerenti le registrazioni effettuate presso le stazioni di rilevamento e mappatura delle stesse;

Per operare una scelta ottimale del sito si può poi ricorrere all'inquadramento fornito da Dickenson e Cheremisinoff (eds) (1980) che consiste nei seguenti punti:

- ✓ determinazione della localizzazione, dell'estensione spaziale e dell'intensità della risorsa eolica in una scala opportuna e congruente con l'applicazione e la natura della dipendenza della risorsa dal tempo;
- ✓ determinazione dei parametri specifici della risorsa del sito quali intensità, frequenza, tempo di arrivo e/o di ritorno delle raffiche, parametri dello strato limite, modellazione della turbolenza locale;
- ✓ acquisizione delle informazioni relative all'impatto ambientale legate all'opposizione di sfruttamento dell'energia eolica sul sito;
- ✓ acquisizione delle informazioni relative all'impatto socioeconomico e sul territorio conseguente allo sfruttamento della risorsa sul sito.

### 3.2 Le tipologie degli impianti eolici

La bassa densità dell'energia eolica per unità di superficie di territorio, comporta la necessità di procedere alla installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile.

L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalla *Wind Farm* (cluster di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio, ma collegati ad un'unica linea che li raccorda alla rete elettrica locale o nazionale).

Gli impianti si suddividono sostanzialmente nelle seguenti tipologie:

- ❖ isolati;
- ❖ in cluster (in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale con sistemi diesel);
- ❖ combinati o integrati:
- ❖ sistemi wind diesel;
- ❖ sistemi wind hydro;
- ❖ sistemi con accumulo elettrochimico;

### **3.3 Classificazione e tipologie delle macchine eoliche**

Dall'esame di molteplici esempi di parchi eolici, diversi per disposizione delle macchine e per densità di popolazione del cluster delle stesse, risulta un gran numero di tipologie possibili che, tuttavia, possono raggrupparsi in un insieme discreto di cui quelle che seguono sono le principali componenti:

- disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
- disposizione su una unica fila;
- disposizione su file parallele;
- disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
- disposizione risultante della combinazione e sovrapposizione delle precedenti tipologie;
- apparentemente casuale.

La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie (specie in USA), mentre l'ultima è caratterizzata da disposizione in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente "complex terrain" ovvero con orografia complessa.

La seconda tipologia si presta all'utilizzazione per la produzione di energia elettrica da riversare in rete.

L'interdistanza fra le macchine può variare in maniera molto significativa, in genere da  $(3\div 5)D$  a  $(5\div 7)D$ , dove  $D$  indica il diametro del rotore (cerchio descritto dalle pale nella loro rotazione), a seconda se si tratti della distanza tra file parallele alla direzione prevalente del vento o tra file poste con angolazioni differenti. Tale dato, tuttavia, non è vincolante, in quanto l'interdistanza definitiva viene prescelta in base a precise simulazioni puntuali di interferenza e, quindi, di producibilità.

La maggior parte degli aerogeneratori attualmente impiegati sono del tipo ad asse orizzontale (HAWT).

Il funzionamento delle macchine dipende dalla distribuzione di pressione che si crea intorno al profilo delle pale e che genera un sistema di forze riconducibile ad una portanza aerodinamica, una resistenza aerodinamica ed a un momento.

Queste forze hanno una distribuzione lungo la lunghezza della pala e, per effetto della rotazione che si genera, si rende disponibile all'asse della macchina, rotante ad un certo valore di velocità, una coppia e quindi del lavoro utile che, attraverso un albero ed un cambio di velocità, si trasferisce al generatore elettrico.

L'energia da questi prodotta viene avviata a terra dove esiste una cabina di trasformazione che eleva la tensione da circa 600-700 V fino a 20 kV (MT o media tensione), e da qui si avvia l'energia alla sottostazione di collegamento alle reti di ordine superiore.

I cavi di trasporto sono in genere interrati al fine di diminuire l'impatto visivo sul sito e diminuire anche le interferenze con le torri delle macchine.

Le pale della macchina sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato ad un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri, da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del cambio di velocità.

Sull'albero veloce è posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine, tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione naturalmente del rotore e del mozzo, sono ubicati in una cabina, detta navicella la quale, a sua volta, è posizionata su di un supporto cuscinetto (ralla di base), in maniera da essere facilmente orientata a seconda della direzione del vento.

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo. Il controllo dell'orientamento della navicella è detto controllo dell'imbardata e serve ad allineare la macchina rispetto alla direzione del vento, ma può essere anche utilizzato per il controllo della potenza.

Al fine di completare il breve excursus sulle macchine eoliche, vale la pena elencare le componenti dell'aerogeneratore:

- 1) sistema "torre e fondazione" o struttura di sostegno;
- 2) sistema "navicella" o struttura di alloggiamento o contenimento;
- 3) sottosistema di orientamento;
- 4) sottosistema di protezione esterna;
- 5) sistema "rotore";
- 6) sottosistemi del rotore:
  - a) il moltiplicatore di giri;
  - b) il generatore elettrico;
  - c) il sottosistema di regolazione;
  - d) il sistema di attuazione;
  - e) il freno;
- 7) sistema di controllo della macchina;
- 8) sistema di connessione alla rete o sistema di collegamento.

### **3.4 IL PARCO EOLICO di Genzano di Lucania denominato "Serra Gagliardi"**

#### **3.4.1 Ubicazione e/o distanze rispetto alle aree non idonee**

L'impianto, con la sua componente più vicina (l'aerogeneratore), si localizza ad una distanza aerea dalle aree non idonee pari a circa:

- 1) Le Riserve Naturali regionali e statali:

- a) 24 Km dal Parco Regionale del Vulture;
  - b) 23 Km dal Parco Regionale di Gallipoli Cognato;
  - c) 30 Km dal Parco Regionale delle Chiese Rupestri;
  - d) 17 Km dal Parco nazionale dell'alta Murgia;
  - e) 35 Km dal Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val d'Agri-Lagonegrese;
  - f) 65 Km dal Parco Nazionale del Pollino.
- 2) Le aree SIC e quelle pSIC:
    - a) 15 Km dal Bosco Cupolicchio di Tricarico, zona SIC più vicina.
  - 3) Le aree ZPS e quelle pZPS:
    - a) 15 Km dal Bosco Cupolicchio di Tricarico, zona ZPS più vicina.
  - 4) Le Oasi WWF:
    - a) 35 Km Riserva Regionale del Pantano di Pignola, oasi WWF più vicina.
  - 5) I siti archeologici, storico-monumentali ed architettonici con fascia di rispetto di 1000 m:
    - a) 5 Km dal Castello di Monteserico di Genzano di Lucania, area archeologicae storico-monumentale più vicina.
  - 6) Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2, escluso quelle interessate dall'elettrodotto dell'impianto quali opere considerate secondarie:
    - a) 23 Km dal Parco Regionale di Gallipoli Cognato, area più vicina.
  - 7) Superfici boscate governate a fustaia:
    - a) 1,48 Km da aree boscate più vicine (querceti Mesofili e Meso-Termofili).
  - 8) Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione:
    - a) non inerenti all'area di interesse.
  - 9) Le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m:
    - a) non inerenti all'area di interesse.
  - 10) Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico:
    - a) 0,9 Km dal bacino fluviale La Fiumarella;
    - b) 2,65 Km dalla diga di Genzano di Lucania.

- 11) I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99:
  - a) 4 Km da centro abitato di Genzano di Lucania.
- 12) Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti:
  - a) non inerenti all'area di interesse.
- 13) Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità:
  - a) 0,23 Km dal limite comunale di Irsina sul quale persiste un vincolo paesistico su tutto il territorio. 10,8 Km dal centro abitato di Irsina;
  - b) 1,9 Km dal limite comunale di Acerenza sul quale persiste un vincolo paesistico su tutto il territorio. 10,6 Km dal centro abitato di Acerenza.
- 14) Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare:
  - a) non inerenti all'area di interesse.
- 15) Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato:
  - a) non inerenti all'area di interesse.
- 16) Aree IBA:
  - a) 17 Km dal Parco nazionale dell'alta Murgia;
  - b) 18 Km Tricarico.

La Società che si propone di realizzare il parco eolico è la SkyWind S.r.l., Società per la realizzazione e sfruttamento di impianti per la produzione di energia elettrica.

La SkyWind si avvale, nel suo "Entourage", di esperienze pluriennali nazionali ed internazionali sia nella progettazione aeronautica conseguite con la principale azienda Aerospaziale italiana che nella meccanica navale.

Il Parco Eolico On-shore "Serra Gagliardi" è ubicato esclusivamente nel quadrante sud-est del comune di Genzano di Lucania (PZ), a circa 4 Km dal centro abitato.

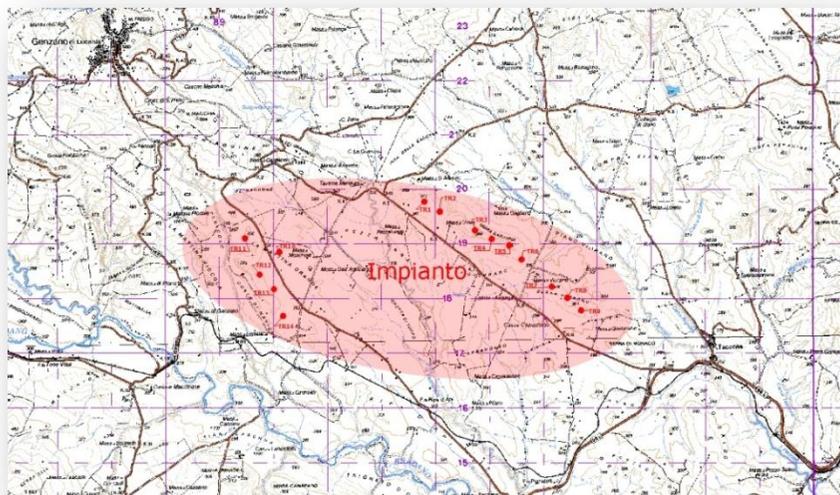
Il territorio interessato dagli interventi di realizzazione dell'impianto eolico è compreso, in base alla zonizzazione di cui al Piano Regolatore Generale del Comune di Genzano di Lucania, in Zona E – Agricola con colture prevalenti seminative. Nell'area non sussistono agglomerati abitativi permanenti, tuttavia sono presenti alcune masserie ed edifici, risultanti comunque, ad una distanza superiore a quella minima imposta dal PIEAR della Basilicata.

Il sito scelto per l'impianto è caratterizzato da una buona risorsa eolica, nonché da uno scarso insediamento di edifici, da terreni seminativi per la produzione di grano, da una facile accessibilità viaria al sito ma soprattutto, non è interessata da alcun vincolo ambientale che territoriale e rientra nelle aree idonee previste dal PIEAR.

### 3.4.2 Ubicazione e/o distanze rispetto e reti infrastrutturali

Nell'area di installazione sono presenti le seguenti infrastrutture:

- a circa 8 Km vi è la linea elettrica area AAT 380 Kv Matera-S.Sofia;
- a circa 4 Km vi è la linea elettrica aerea AT 150 Kv;
- nel sito vi è la linea elettrica aerea MT 20 Kv;
- le linee elettriche di BT sono tutte aeree e su pali;
- la linea telefonica è aerea su pali;
- le condutture idriche sono di carattere secondario;
- la viabilità pubblica dell'area è tutta bitumata.

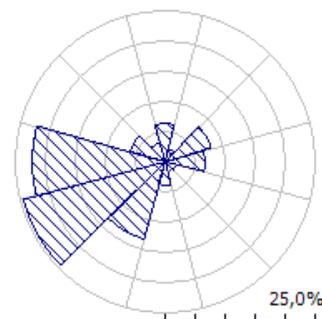


- le connessioni elettriche fra gli aerogeneratori, la sottostazione di trasformazione e la stazione di consegna del gestore RTN.

La realizzazione della centrale eolica (comprendente tutti i sopracitati componenti), persiste unicamente nel territorio di Genzano di Lucania (PZ).

L'impianto è costituito da 14 turbine eoliche da 3MW ciascuna, per una potenza totale pari a 42 MW.

Il dislocamento degli aerogeneratori si sviluppa, tenendo conto della morfologia del territorio e la direzione dei venti prevalenti, con installazione cosiddetta "Di Crinale" come evidenziato nella figura seguente.



#### Inquadramento Territoriale

Un progetto per una centrale elettrica eolica deve prevedere, oltre agli Aerogeneratori, anche tutte le opere e/o infrastrutture necessarie al funzionamento della stessa, ed in dettaglio bisogna prevedere:

- il dimensionamento e scelta tecnico-economica degli Aerogeneratori, dettati dalla risorsa eolica nonché dalla morfologia del sito;
- le fondazioni degli Aerogeneratori;
- le piazzole di montaggio degli Aerogeneratori;
- le viabilità di servizio per l'accesso e/o montaggio-manutenzione delle macchine eoliche;
- la sottostazione di trasformazione (30Kv-150Kv) e controllo;
- la stazione trasformazione (150Kv-380Kv) e consegna del gestore RTN;

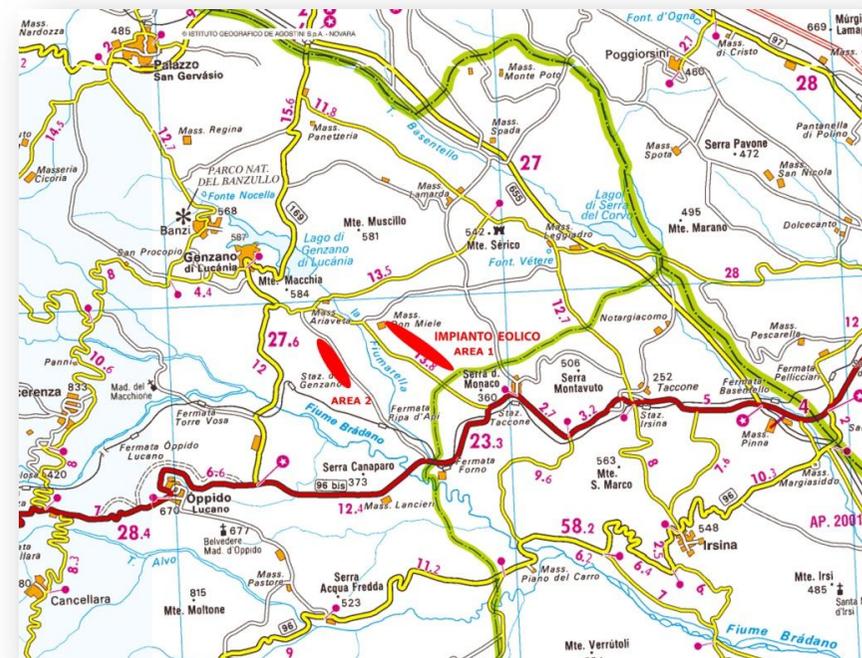
#### 3.4.3 Accessibilità al sito

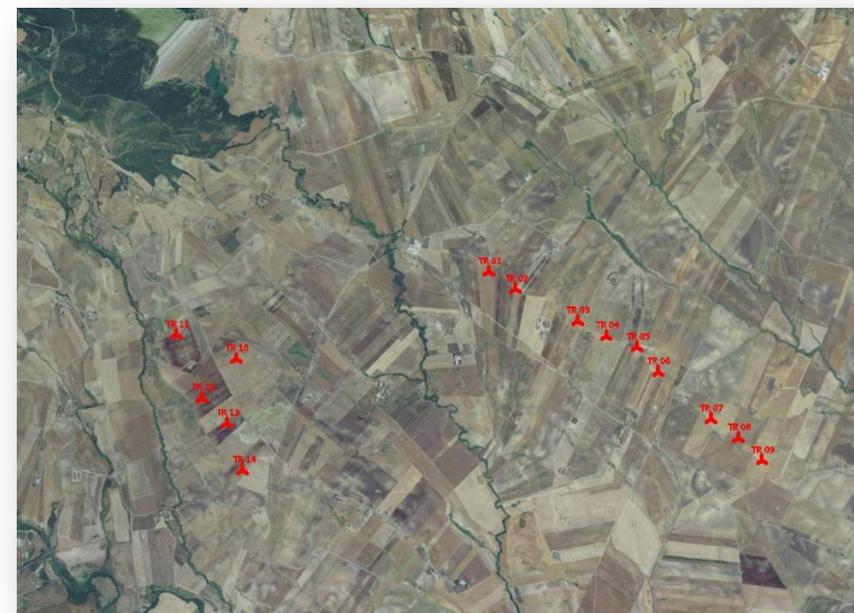
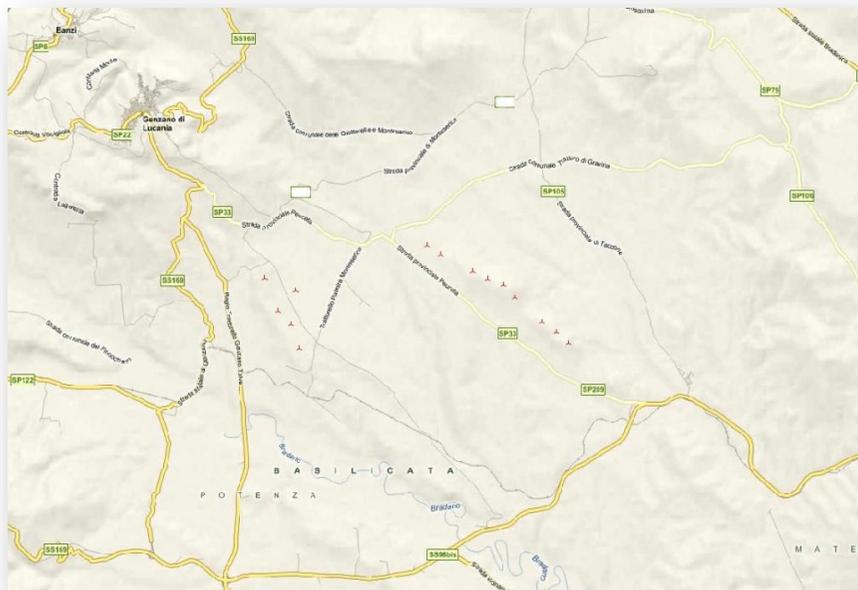
Il sito prescelto per la realizzazione dell'impianto eolico è raggiungibile tramite viabilità di buon livello. In particolare la località di Serra Gagliardi (Comune di Genzano di Lucania) è raggiungibile tramite la strada provinciale SP33 e SP209 nonché dalla strada provinciale SP74 e Piano della Cerzolla.

La viabilità più adeguata al trasporto *in situ* delle componenti degli aerogeneratori è quindi rappresentata dall'Autostrada A14 ed A16, qualsiasi sia la provenienza degli aerogeneratori (estero/nord Europa, Regione Puglia/Taranto/Bari, altri porti adriatici, oppure dalla regione Campania ecc.).

- Uscendo dall'autostrada A16 a Candela, i mezzi possono proseguire sulla strada statale SS655, quindi sulla SS96BIS, quindi:
- per l'area 1 sulla SP209, sulla SP33 fino a località "Serra Gagliardi" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 1);
- per l'area 2 sulla Strada Comunale di Piano della Cerzolla fino a località "La Mattina Grande" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 2).

- Uscendo dall'autostrada A14 a Modugno, i mezzi possono proseguire sulla strada statale SS96, quindi sulla SS96BIS, quindi:
  - per l'area 1 sulla SP209, sulla SP33 fino a località "Serra Gagliardi" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 1);
- per l'area 2 sulla Strada Comunale di Piano della Cerzolla fino a località "La Mattina Grande" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 2).





Nell'area d'impianto **non sarà necessario** effettuare interventi di adeguamento della viabilità esistente; comunque nell'area degli aerogeneratori in alcuni casi sarà necessario realizzare ex novo piste di servizio per l'accesso diretto alle piazzole di servizio dell'impianto.

### 3.4.4 L'impianto

L'impianto oggetto di studio si basa sul principio che l'energia del vento viene captata dalle macchine eoliche che la trasformano in energia meccanica di rotazione, utilizzabile per la produzione di energia elettrica; nel caso specifico il sistema di conversione viene denominato aerogeneratore.

L'impianto sarà costituito dai seguenti sistemi:

- produzione, trasformazione e trasmissione dell'energia elettrica;
- misura, controllo e monitoraggio della centrale;
- sicurezza e controllo.

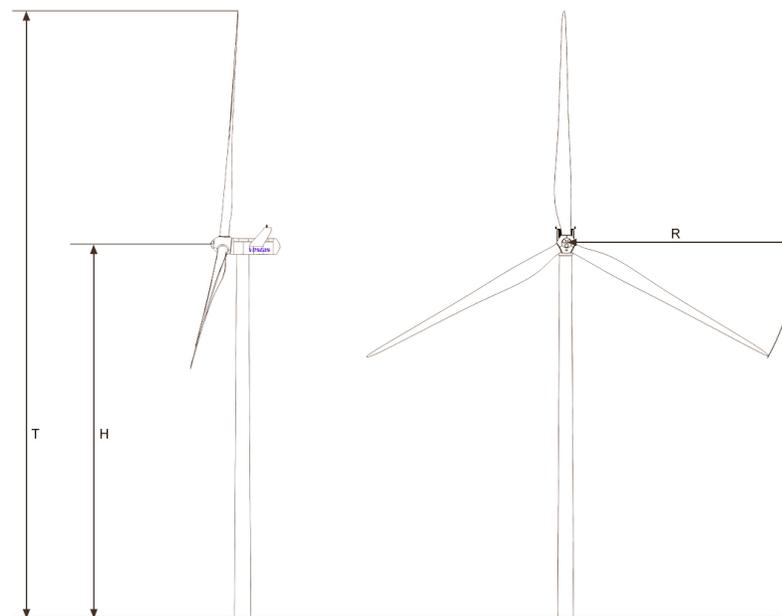
In particolare, l'impianto di produzione sarà costituito da 14 aerogeneratori, ognuno della potenza di 3.0 MW; questi saranno ubicati a circa 4 Km nell'area a S-SE del centro abitato di Genzano di Lucania (PZ), secondo una distribuzione apparentemente casuale, ma che in verità seguirà le condizioni morfologiche, tecniche, anemologiche e paesaggistiche del sito.

Il Parco eolico sarà costituito da:

- n°14 aerogeneratori con generazione in BT;
- n°14 reti di cavidotti interrati da 30 kV per il convogliamento dell'energia in MT;
- n°14 piazzole di montaggio;
- n°1 Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT: controllo dell'impianto, elevazione della tensione a 150 kV (stazione di trasformazione), e convogliamento alla Sottostazione di Consegna (interruttori, sezionatori, apparecchiature di misura e protezione);
- n°1 rete di cavidotti interrati da 150 kV per il convogliamento dell'energia in AT;
- N°1 Stazione di Consegna 150/380 kV: raccolta dell'energia elettrica prodotta; elevazione della tensione a 380 kV, collegamento elettrico alla rete elettrica nazionale (interruttori, sezionatori, apparecchiature di misura e protezione);

La scelta, la disposizione ed il numero degli aerogeneratori, motivata da quanto evidenziato nei paragrafi precedenti, è stata dettata anche dal rispetto delle aree di ingombro del Parco eolico nel suo insieme.

Gli aerogeneratori saranno della Vestas V112-3MW ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripale, con generatore di tipo asincrono o sincrono. Il tipo di generatore da utilizzare avrà le seguenti dimensioni: diametro del rotore 112 m (R) massimo, altezza mozzo da 84 m, 94 m e 119m (H) massimo.



#### Schema Aerogeneratore Vestas V112-3MW

La tipica configurazione di un aerogeneratore ad asse orizzontale è la seguente:

- il sostegno, costituito da una torre tubolare, porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno;
- nella navicella sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari.

All'estremità dell'albero lento, corrispondente all'estremo anteriore della navicella, è fissato il rotore costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale. Il rotore può essere posto sia sopravento che sottovento rispetto al sostegno. La navicella può ruotare

rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Si precisa che, al fine di mitigare l'impatto visivo degli aerogeneratori, si utilizzeranno torri in acciaio di tipo tubolare e non a traliccio, con impiego di vernici antiriflettenti e di colore grigio perla.

Da ogni generatore viene prodotta energia elettrica a bassa tensione a 690 V e con frequenza pari a quella imposta dalla rete e quindi di 50 Hz.

All'interno di ogni cabina l'impianto di trasformazione BT/MT, consentirà l'elevazione della tensione al valore di trasporto: da 690 V (tensione in uscita dal generatore) a 30 KV (tensione in uscita dal trasformatore). L'energia prodotta verrà trasportata alla cabina di trasformazione e consegna tramite una rete di cavidotti interrati che saranno ubicati preferibilmente lungo la rete viaria di manutenzione interna al parco eolico.

La sottostazione di trasformazione 30/150 kV sarà realizzata nelle vicinanze dell'impianto mentre l'ubicazione della Stazione di consegna è, naturalmente, subordinata alle esigenze funzionali del Gestore e sarà collocata a circa 8 Km dall'impianto eolico sempre ne comune di Genzano di Lucania (PZ).

L'individuazione dell'area per l'installazione del parco eolico e la definizione del *lay-out* sono avvenute dopo aver condotto una serie di studi preliminari di seguito riportati.

### 3.4.4 Lay-out dell'impianto

Al fine di definire il potenziale energetico del sito è necessario inserire nel codice di calcolo il layout dell'impianto che si intende realizzare nel sito.

Come primo passaggio, è stato definito il *lay-out* preliminare sulla base delle seguenti considerazioni:

- disponibilità di un area priva di boschi, non appartenente ad area parco o altre aree protette;
- altimetria ed orografia dell'area;
- sfruttamento delle zone di massima ventosità;
- massimizzazione della energia producibile;
- condizioni di accesso al sito;
- dimensioni delle macchine da installare e diametro del rotore;

- direzione dei venti prevalenti;
- prescrizioni del Regolamento energetico regionale.

L'analisi ha portato quindi alla definizione di un *lay-out* di massima (indipendente dal modello di aerogeneratori) che risponde ai criteri fondamentali di sfruttamento ottimale dell'area nel rispetto delle condizioni ambientali e naturali del sito e della normativa vigente. Il *lay-out* prevede l'installazione di un totale di 14 aerogeneratori.

### 3.4.5 L'aerogeneratore

La scelta dell'aerogeneratore è una **scelta tecnologica** che dipende dalle caratteristiche delle macchine di serie disponibili sul mercato al momento della fornitura, per cui in questa fase di progetto è stata scelta una macchina della VESTAS modello V112-3MW, viene comunque preservata la possibilità che il tipo di macchina venga cambiata a causa di eventuali innovazioni tecnologiche prodotte sino alla messa in opera del progetto.



La macchina prescelta è ad asse orizzontale, come già specificato precedentemente, in cui il sostegno (torre) porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno. All'interno di essa sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri (eventuale), l'albero veloce, il generatore elettrico ed i dispositivi ausiliari. All'esterno della gondola, all'estremità dell'albero lento, è montato il rotore,

costituito da un mozzo in acciaio, su cui sono montate le tre pale in vetroresina. La navicella è in grado di ruotare allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento (imbardata).

Opportuni cavi convogliano al suolo, in un box all'interno della torre in cui è ubicato il trasformatore BT/MT, l'energia elettrica prodotta e trasmettono i segnali necessari per il controllo remoto del sistema aerogeneratore.

Gli impianti ad energia eolica avranno un sistema generatore-convertitore di frequenza a numero di giri variabile e regolazione a fogli singoli. L'aerogeneratore sarà dotato di impianto frenante che, all'occorrenza, arresta la rotazione. In caso di ventosità pericolosa per la tenuta meccanica delle pale, l'aerogeneratore dispone di un sistema in grado di pilotare le pale che vengono portate a posizionarsi in modo da offrire la minima superficie all'azione del vento; la macchina ovviamente viene arrestata.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono monitorate e controllate da un'unità di controllo basata su microprocessori. Il sistema di regolazione del passo viene azionato da 3 cilindri idraulici, uno per ciascuna pala. L'unità idraulica è installata nella navicella e fornisce pressione idraulica sia al sistema del passo che all'impianto frenante. I sistemi sono dotati di accumulatori idraulici che garantiscono lo spegnimento in sicurezza in caso di assenza di rete.

La calotta della navicella rinforzata in fibra di vetro protegge tutti i componenti da pioggia, neve, polvere, sole, ecc. L'accesso alla navicella dalla torre avviene attraverso un passaggio centrale.

### **3.4.5 Cabina elettrica aerogeneratore**

La cabina aerogeneratore, con annesso trasformatore BT/MT verrà realizzata all'interno di ciascuna torre.

La cabina contiene tutte le apparecchiature di media tensione, (trasformatore MT-BT, quadro MT di sezionamento e protezione) e di bassa tensione (quadro di comando e controllo aerogeneratore).

All'interno la cabina è divisa in due sezioni opportunamente isolate tra loro. Nella prima arrivano i cavi dall'aerogeneratore, conduttori elettrici a circa 690V dai quali l'energia viene convogliata fino ad un trasformatore di potenza e portata ad una tensione di 30Kv.

Di qui l'energia viene immessa nei cavi interrati. Nella seconda, unità di controllo, un computer misura e controlla in ogni istante i parametri del vento, direzione e velocità, e

determina la posizione ottimale delle pale nel piano verticale e della navicella nel piano orizzontale; misura la potenza ed i vari parametri elettrici e regola il rifasamento provvedendo in automatico a segnalare l'emergenza ed ad arrestare il funzionamento in caso di necessità.

In definitiva il computer è dotato di specifico software gestionale e costituisce un vero e proprio sistema di controllo che assolve principalmente a due importanti funzioni:

- gestione dell'aerogeneratore nelle diverse condizioni di lavoro;
- azionamento del dispositivo di sicurezza di bloccaggio dell'aerogeneratore in caso di cattivo funzionamento e/o di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

Tutti i trasformatori di tensione installati all'interno delle cabine di macchina (trasformatori BT/MT) saranno del tipo a resina e pertanto privi di olio.

La tabella sottostante riporta le altezze delle torri:

Turbina n°	Localizz. geografica [GB40FE]	Tipo Turbina	Altitudine [m] a.l.m.	Altezza Totale H [m] a.l.s.
TR01	(2612754-4519583)	V112 (3 MW)	367,1	84
TR02	(2613037-4519399)	V112 (3 MW)	365,7	119
TR03	(2613696-4519061)	V112 (3 MW)	389,1	84
TR04	(2614001-4518903)	V112 (3 MW)	379,1	119
TR05	(2614322-,4518783)	V112 (3 MW)	380,0	119
TR06	(2614554-4518525)	V112 (3 MW)	348,4	119
TR07	(2615113-4518028)	V112 (3 MW)	369,9	119

TR08	(2615405-4517823)	V112 (3 MW)	357,5	119
TR09	(2615656-4517595)	V112 (3 MW)	351,0	119
TR10	(2610070-4518662)	V112 (3 MW)	362,3	119
TR11	(2609432-4518916)	V112 (3 MW)	399,8	119
TR12	(2609707-4518250)	V112 (3 MW)	374,7	119
TR13	(2609973-4517983)	V112 (3 MW)	369,4	119
TR14	(2610139-4517491)	V112 (3 MW)	372,9	94

### 3.4.6 Fondazione aerogeneratore

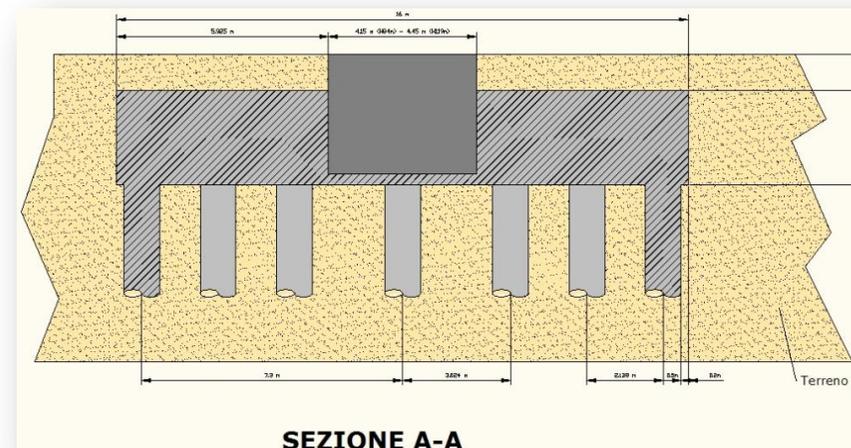
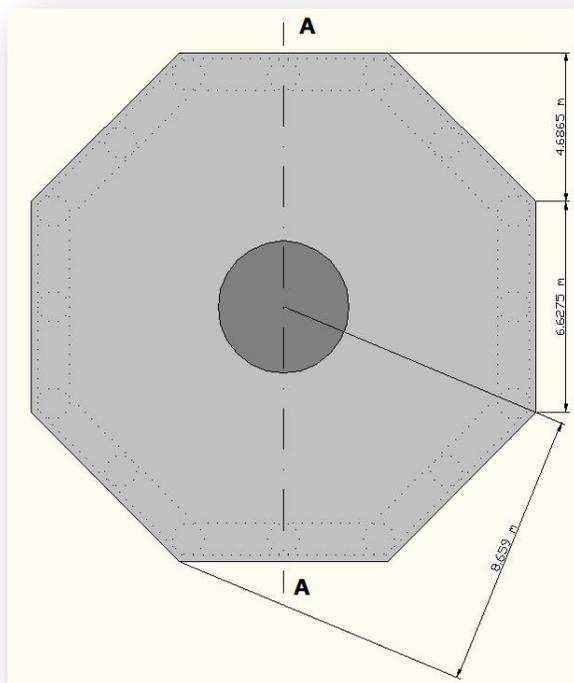
La torre, il generatore e la cabina di trasformazione andranno a scaricare su una struttura di fondazione in cemento armato che verrà dimensionata in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno.

La fondazione sarà calcolata in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dalla azione cinetica delle pale in movimento, sarà una fondazione di tipo indiretta, su pali, che verrà dimensionata sulla base delle risultanze geotecniche specifiche per ogni aerogeneratore in fase esecutiva. Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione saranno eseguite con i metodi e procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le massime sollecitazioni sul terreno, saranno calcolate con riferimento ai valori nominali delle azioni (metodo agli stati limite). Il piano di posa delle fondazioni sarà ad una profondità tale da non ricadere in zona ove risultino apprezzabili le variazioni stagionali del contenuto d'acqua.

Attese le caratteristiche degli aerogeneratori, pressoché simili, tali fondazioni non subiranno variazioni in funzione della scelta degli aerogeneratori in elevazione: gli unici

cambiamenti si riducono alla zona di ancoraggio torre fondazione che invece segue le specifiche della ditta costruttrice. Per la V112-3MW sono di 4,2m per la torre H 4m, per arrivare a 4,45m per la torre H119m. L'area della singola fondazione è pari ad 212,0773 mq, per un'area cumulativa.

- plinto a base ottagonale con larghezza di circa 16 m ed altezza di spessore da circa 1m a circa 2,6 m;
- il plinto sarà ancorato a circa 16 pali in c.a., di tipo trivellato, che saranno infissi nel terreno ad una profondità variabile tra gli 11 e i 20 m.



La realizzazione delle opere non determinerà variazione alla morfologia dei siti, in quanto la movimentazione di terra derivante dallo scavo per la posa in opera delle fondazioni degli aerogeneratori sarà regolarmente conferita presso la più vicina discarica regolarmente autorizzata.

### 3.4.7 Piazzole aerogeneratori

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore è prevista la realizzazione di una piazzola pressoché pianeggiante, dove troveranno collocazione la torre di sostegno dell'aerogeneratore e la relativa fondazione, la gru di sollevamento, i dispersori di terra e le necessarie vie cavo.

Nella fondazione, oltre al cestello previsto per l'ancoraggio della torre, saranno ospitate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli opportuni collegamenti alla rete di terra.

Come già specificato in precedenza, la fondazione avrà le seguenti caratteristiche:

Tale piazzola è realizzata con un'area pressoché pianeggiante ed ha dimensioni tali che dipendono dal tipo di gru tralicciata presa in esame.

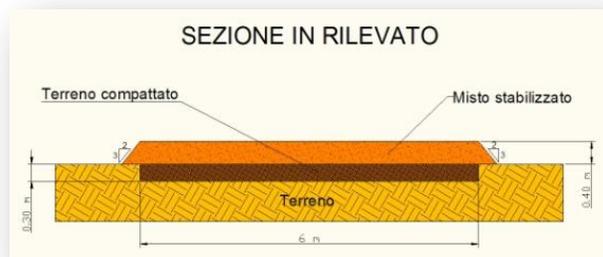
La funzione di tale piazzola è anche quella di accogliere i mezzi di sollevamento durante la fase di cantieramento ed installazione nonché i mezzi di servizio durante la vita dell'impianto. La porzione della piazzola adibita allo stazionamento dei mezzi di sollevamento durante l'installazione, sarà realizzata con fondazione in misto di cava dello spessore da 50 a 60 cm più 30 cm di misto granulometrico stabilizzato e finitura a graniglia per 5 cm ed avrà una dimensione di 50m x 40m con un area di 2000mq. L'area complessiva delle piazzole sarà di 28000mq.

### 3.4.8 Viabilità

L'accesso al sito avverrà sfruttando la viabilità esistente. Le aree interessate dal Campo Eolico sono facilmente raggiungibili attraverso strade a scorrimento veloce e viabilità in parte provinciale ed in parte statale. La viabilità esistente esterna all'area di progetto si presenta pressoché idonea e non necessita di interventi particolari.

Nella fase di gestione le operazioni di piccola manutenzione potranno essere assolte mediante impiego di mezzi fuoristrada sui suoli oggetto di convenzione ed utilizzo delle carrarecce esistenti e/o mediante le viabilità di cantiere ridotte.

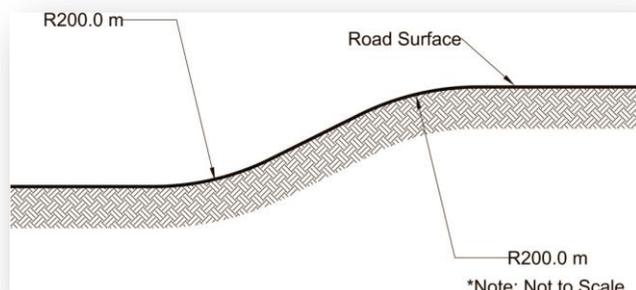
Per le operazioni di grande manutenzione di volta in volta si procederà con idonei interventi a carattere provvisorio dimensionati alle esigenze di esecuzione. I tratti delle carrarecce esistenti che dovessero necessitare di migliorie vedrebbero la realizzazione dell'intervento in massiciata tipo "Mac Adam" compatibile con la realtà paesaggistica del luogo. Le strade sterrate quindi, dove necessario, verranno risistemate e ridimensionate in modo da adattarsi alle capacità di carico richieste. Per permettere un comodo accesso dei mezzi di trasporto delle parti che andranno a comporre l'aerogeneratore e delle autogrù, la larghezza minima delle strade dovrà essere pari a 6 m mentre il raggio di curvatura (interno) dovrà essere non inferiore ai 45 m.



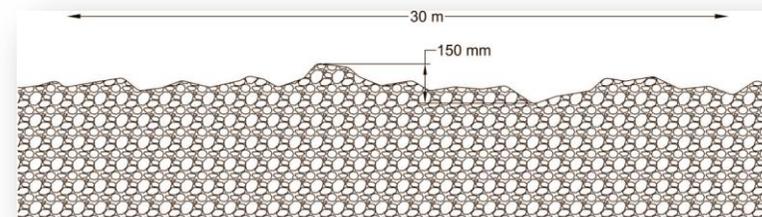
La viabilità di cantiere si concretizzerà nella apertura di piste carrabili in sterrato opportunamente stabilizzato, a carattere provvisorio ed ad ultimazione dei lavori verrà rimosso lo strato di stabilizzante al fine di consentire il normale utilizzo del suolo ante operam, lasciando esclusivamente un ridotto passaggio carrabile per la manutenzione.

Tutti gli innesti tra diverse strade dovranno essere almeno pari a 5 m di larghezza. Lo strato superficiale delle strade di cantiere e delle piste di accesso, sarà realizzato in ghiaia con spessore massimo di 0,40 m appoggiato su uno strato di sottofondo in sabbia dello spessore di 0,30 m. Tutti gli strati dovranno essere adeguatamente compattati con appositi macchinari per evitare problemi durante il passaggio dei carichi pesanti. Tra i due strati, per evitare risalita in superficie di acqua in caso di presenza di falda, potrà essere inserito del geotessuto. La ghiaia dovrà essere proveniente da cave e scevra di materiale di risulta quale vetro, ceramica, metalli o legno.

La pendenza longitudinale delle strade non asfaltate dovrà essere non inferiore ai 8° e comunque dovrà avere un raggio, sulle dorsali ed avvallamenti, non inferiore ai 200 m, mentre la pendenza ortogonale non dovrà essere superiore ai 2°.



Tutte le irregolarità nelle curvature longitudinali non dovranno superare i 150 mm in una sezione longitudinali stradale di 30 m.



Le strade verranno mantenute in continuo durante le operazioni di realizzazione del parco eolico.

Poiché non è prevista la presenza di personale per la conduzione dell'impianto, che verrà gestito tramite ispezioni a cadenza bi-trisettimanale, sarà praticamente nulla l'incidenza sul traffico veicolare conseguente all'esercizio dell'impianto.

La viabilità di servizio e/o di cantiere totale, da realizzarsi ex novo, sarà di circa 5180 metri per un'area di 31080 mq.

La viabilità interpodereale oggetto di adeguamento sarà di circa 802 metri pari a circa 2460 mq.

### 3.4.9 Sottostazione di trasformazione

La sottostazione di trasformazione occuperà un'area di forma rettangolare di lato 42,80 x 63,65 m per un ingombro totale di 2.724,00 mq. Tutto il perimetro esterno, ad eccezione dei due prospetti esterni dell'immobile destinato ad accogliere il locale tecnico, e i varchi di accesso, sarà circondato da una aiuola con piantumazioni di essenze arboree a fronde larghe.

Oltre l'aiuola, procedendo verso l'interno, l'area sarà circondata con una recinzione h 2,20 m, realizzata in rete metallica a maglie quadrate del tipo elettrosaldata e plastificata e paletti in ferro zincato a sezione a T infissi nel terreno in plinti di cls di misura 40 x40 x h 60 cm. I plinti verranno gettati in buche ricavate nel terreno ad una profondità non

inferiore a 40 cm , in tal modo il plinto emergerà dal piano di calpestio stradale per 20 cm, costituendo così una spalla di appoggio al cordolo perimetrale dell'aiuola. I paletti sono disposti ad interasse non superiore a 2,00 m e la maglia è irrigidita da una controventatura in tiranti metallici disposti a croce e ancorati ai paletti.

Sul piano di campagna, lungo tutto il perimetro, all'interno dell'area delimitata dalla sopradescritta recinzione, sarà prevista una caditoia larga 60 cm per la raccolta delle acque meteoriche, chiusa superiormente da una griglia di acciaio carrabile.

Lungo tutto il perimetro della caditoia, a passo costante, sono collocati dei tombini che assolvono alla funzione di convogliare le acque meteoriche dalla caditoia alla rete di smaltimento. Tali tombini sono del tipo posato in opera in cls delle dimensioni in pianta di 60x80 cm, chiuso in sommità con chiusini in ghisa carrabili.

Il piazzale ha una pavimentazione del tipo stradale realizzata mediante asportazione dello strato vegetale e posa di una fondazione stradale con tout venant, per uno spessore di 40 cm, sulla quale verranno posti nell'ordine: uno strato di conglomerato bituminoso per strato di base, per lo spessore di 10 cm, uno strato di binder dello spessore di 7 cm, e infine uno strato di usura per 3 cm.

La posa di ogni strato avverrà con opportuna compattazione del materiale posato.

Nella realizzazione della pavimentazione del piazzale si predisporranno le adeguate pendenze atte a convogliare le acque meteoriche nella rete di caditoie e tombini perimetrali.

All'interno del piazzale un'area sagomata come da progetto, e anche essa provvista delle adeguate pendenze, conterrà i supporti per i cavi, i sezionatori, i trasformatori di corrente, gli interruttori, i trasformatori di tensione induttiva e lo scaricatore di tensione. Adiacenti a questa area sono disposti i trasformatori

elevatori e il neutro trasformatore che per loro stessa natura prevedono la realizzazione di una paratia parafiamma di h 6,00 m che sia uno schermo fisico a protezione dell'area circostante.

L'area sagomata non è rifinita con la stessa pavimentazione stradale utilizzata nel piazzale precedentemente descritto, ma con la realizzazione di un massetto sopraelevato di 20 cm rispetto al piano del piazzale, debolmente armato con un'armatura doppia e simmetrica realizzata con una rete elettrosaldata di adeguato passo e sezione.

Tale massetto costituisce un piano di posa e di ancoraggio per i plinti che sono sopraelevati rispetto al massetto appena descritto di ulteriori 10 cm, questi saranno

previsti di adeguati ferri di armatura tali da garantire un corretto fissaggio delle attrezzature tipo sezionatori trasformatori di corrente sopra descritti.

Il piano di posa dei trasformatori elevatori è posto a quota h 40 dal piano di calpestio del piazzale ed ha forma rettangolare di dimensioni 8,50x7,05 m.

L'immobile che contiene il locale tecnico, ha pianta rettangolare di 18,00x6,00 m. Si compone di un due piani fuori terra per un'altezza totale di m 7,20 sull'estradosso del solaio di copertura. La struttura portante è del tipo intelaiato con travi e pilastri, solai latero-cementizi e fondazioni con travi rovesce.

L'immobile all'interno è diviso per ogni elevazione in tre ambienti funzionali alle attrezzature che dovranno contenere. Al piano di calpestio del piano terra sono realizzate delle aree ribassate ( di profondità variabile 50 - 100 cm ) e sagomate come da progetto, con la funzione di accogliere al proprio interno tutto le necessarie condutture provenienti dalle attrezzature poste sul piazzale esterno.

Tali aree ribassate sono coperte da pavimentazioni del tipo galleggiante in struttura metallica grigliata. Le restanti aree intere saranno pavimentate con piastrelle del tipo industriale 30x30 antiscivolo ad eccezione della zona denominata bagno ed antibagno che verrà pavimentata con piastrelle in gress porcellanato 20x20 e rivestimenti anch'essi con piastrelle 20x20 per un'altezza di 2,20 m. Le pareti non rivestite da piastrelle saranno finite con intonaci per interni e coloritura con pitture idrolavabili.

Ogni ambiente interno è dotato di vani per l'accesso chiusi con porte ( h 2,10 m.) e vani finestra dotati di infissi e protetti con griglie e alettature antipioggia al fine di non ridurre la superficie di aerazione. L'accesso alla seconda elevazione fuori terra avviene attraverso una scala esterna in struttura metallica e pianerottoli in grigliato metallico zincato.

La copertura è del tipo piano non praticabile dotata di adeguata pendenza per il convogliamento delle acque meteoriche in appositi pluviali.

Per lo smaltimento delle acque nere, qualora il sito destinato ad accogliere la sottostazione di trasformazione non sia collegabile alla rete fognaria comunale, si provvederà all'installazione di una fossa imhoff dimensionata per un minimo di 5 abitanti equivalenti e lo smaltimento avverrà per sub irrigazione.

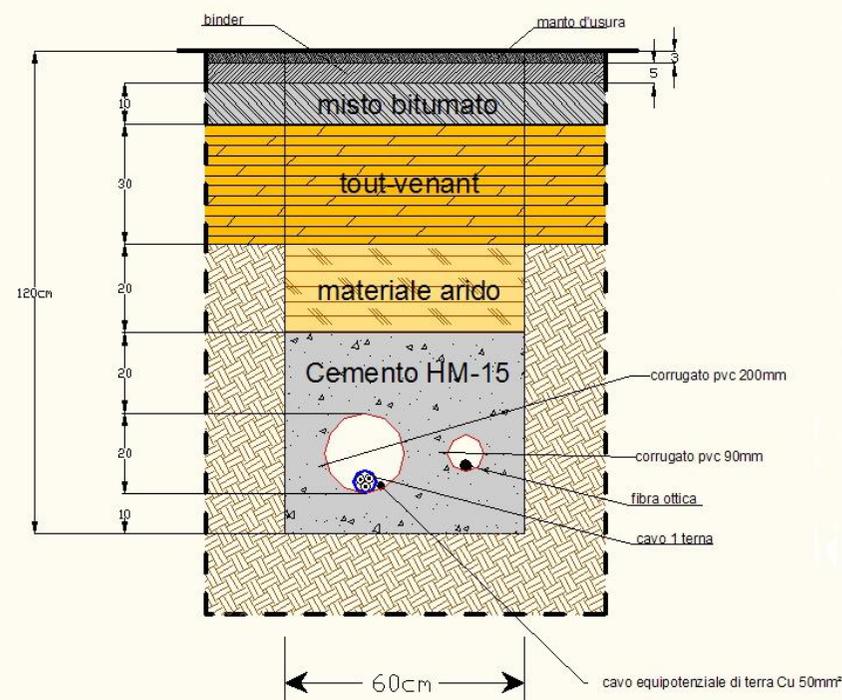
### **3.4.10 Cavidotti**

Il cavidotto elettrico sarà realizzato con conduttore in rame o in alluminio e materiale isolante in XLPE, armatura in fili di acciaio zincato e protezione esterna in polipropilene. Sarà interrato ad una profondità minima di 0,8 m – 1 m secondo la normativa UNI. Il cavo, per maggior sicurezza, sarà protetto da un tegolo in PVC e segnalati con apposito nastro interrato, nel caso di cavidotto sottostante le strade private interne di servizio al parco eolico, mentre sarà protetto da cemento HM-15, nel caso di cavidotto sottostante la viabilità pubblica.

Il cavidotto in MT seguirà il tracciato delle strade di servizio e pubbliche esistenti, connettendo gli aerogeneratori alla Sottostazione di Trasformazione MT/AT. Successivamente proseguirà, in AT, sotto la viabilità pubblica per raggiungere la Stazione di Consegna AT/AAT. Laddove non vi fossero strade, il cavidotto è interrato in terreni agricoli. In tal caso la profondità di posa passerà ad almeno 150 cm e il cavo sarà protetto da uno strato di cemento HM-15.

Alla fine dei lavori, prima della chiusura del cantiere, tutte le strade interessate al passaggio del cavidotto, verranno ripristinate e riportate alla situazione preesistente i lavori.

## Cavidotto sotto la viabilità pubblica singola Terna



### 3.4.11 Interventi su strade pubbliche

Si prevedono, lungo i tracciati stradali “Strada comunale Piano della Cerzolla”, “Strada comunale Trattarello Palmira Monteserico”, “ Sp.74” ex. strada comunale Tratturo di Gravina (così come indicato dalla provinciali Potenza), “S.P. 105”, “S.P. 96” e “S.P. 79”, due macro tipologie di interventi:

- la prima, prevede le realizzazioni di cavidotti per la posa dei cavi elettrici di media tensione (30Kv) di interconnessione tra gli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la “sottostazione di trasformazione”;
- la seconda, prevede la realizzazione di un cavidotto per la posa dei cavi elettrici di alta tensione (150Kv) di interconnessione tra la “Sottostazione di trasformazione” (30Kv-150Kv) e la “Stazione di consegna” Terna vicino la linea di alta tensione a 380kV denominata “Matera – S. Sofia”, necessaria per l’immissione nella rete nazionale (GRT).

La “Stazione di consegna” è collocata ad una distanza stradale di circa 8,4 km circa dalla “sottostazione di trasformazione”.

### 3.4.12 Cavidotti di Media Tensione 30Kv

I cavidotti di media tensione sono da realizzarsi lungo tracciati stradali pubblici, privati esistenti, lungo tracciati stradali di servizio da realizzarsi all’interno dell’area di sviluppo dell’impianto e terreni agricoli tra gli aerogeneratori e la “sottostazione di trasformazione” per uno sviluppo totale di circa 6,4 km e lo scavo verrà effettuato lungo bordo carreggiata.

Il cavidotto prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata ad una profondità media non inferiore a 1,20 m dal piano stradale per una larghezza variabile da 60 cm ad un massimo di 90 cm.

Tale scavo verrà realizzato con l’uso di idonei mezzi meccanici (quali escavatori) avendo cura di verificare eventuali interferenze con preesistenti sottoservizi (quali acquedotti, fognature, impianti telefonici).

Lo scavo verrà eseguito per tratti stradali tali da garantire che l’apertura e il ricoprimento degli stessi avvenga in un tempo non superiori a tre giornate lavorative al fine di minimizzare i disagi al traffico veicolare privato.

Per tali scavi dovranno essere approntati idonei dispositivi segnaletici visivi e luminosi, ed eventualmente saranno posizionati nei tratti stradali particolarmente disagiati, per l’eccessiva restringimento della carreggiata, idonea segnaletica luminosa e semafori di scambio di corsia. Tale segnaletica dovrà garantire la sicurezza del flusso di traffico privato durante l’arco dell’intero periodo di svolgimento del cantiere.

Qualora lo scavo lo rendesse necessario, data la natura del terreno, saranno approntate opere provvisorie tali da garantire che il lavoro proceda nel rispetto delle norme di sicurezza.

Lo scavo, qualora necessario, prevede il taglio della pavimentazione in conglomerato bituminoso che dovrà essere eseguito con idonea macchina in modo da lasciare integra la pavimentazione circostante dopo l’esecuzione dello scavo.

Eseguito il taglio della pavimentazione si procederà ad uno scavo a sezione obbligata con mezzo meccanico per una profondità media di 1,20 m:

- Nel caso di passaggio sotto la **pavimentazione di servizio** privata interna al parco eolico, lo scavo verrà riempito da un primo strato di 10 cm di sabbia vagliata su cui vengono posati n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari (tripla terna) del diametro variabile da 79 mm a 112mm. Tali cavi sono composti da conduttori in rame o alluminio per il trasferimento della tensione trifase ed hanno integrato al loro interno cavi in fibra ottica per il monitoraggio della rete. I cavi saranno ricoperti per un’altezza totale di 50 cm con un ulteriore strato di sabbia vagliata e compattata. Sopra questo strato verrà posto in opera un tegolo in c.a al fine di proteggere i sottostanti cavi da eventuali sollecitazioni meccaniche provenienti dal riempimento soprastante. Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi, su cui verrà stesa, sopra il tegolo di protezione, un nastro di pvc di segnalazione.

Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, qualora precedentemente previsto, misto bitumato per uno spessore di circa 10 ed a finire, uno strato di binder e manto d'usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario.

Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell'intera corsia.

- Nel caso di passaggio sotto la **pavimentazione pubblica** interna ed esterna al parco eolico, verranno posati, all'interno dello scavo, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari (tripla terna) con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi.

Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, qualora precedentemente previsto, misto bitumato per uno spessore di circa 10 e a finire uno strato di binder e manto d'usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario.

Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell'intera corsia.

- Nel caso di passaggio sotto **terreno agricolo**, verranno posati, all'interno di uno scavo di 1,50cm di profondità, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari (tripla terna) con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Il restante scavo verrà riempito con materiale idoneo proveniente dallo scavo e nello specifico con terreno agricolo.

Il cavidotto in media tensione non prevede le costruzioni, per tutta la sua estensione, di alcun pozzetto d'ispezione, data la natura stessa del cavo sopra descritto, che permette un monitoraggio dello stesso in remoto; in caso di guasto lungo la linea lo stesso sistema segnalerà il punto su cui intervenire. In questo modo verranno limitati gli interventi sulla viabilità pubblica e, la mancanza di tombini d'ispezione, aumenterà la sicurezza per le persone e cose.

### 3.4.13 Cavidotti di Alta Tensione 150kv

I cavidotti di alta tensione sono da realizzare lungo il tracciato stradale che dalla "Sottostazione di trasformazione" giunge sino alla "Stazione di consegna" Terna, per uno sviluppo stradale di circa 8,4 km.

Lo scavo verrà effettuato lungo bordo carreggiata, interessando le sedi stradali strada interpodereale Gagliardi, della SP 74 ex strada comunale Tratturo di Gravina, S.P. 105, S.P. 96 e S.P. 79.

Il cavidotto prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata ad una profondità variabile da un minimo di 1,50 m ad un massimo di 1,90 m dal piano stradale per una larghezza 60 cm.

Tale scavo verrà realizzato con l'uso di idonei mezzi meccanici (quali catenaria) avendo cura di verificare eventuali interferenze con preesistenti sottoservizi quali (acquedotti, fognature, impianti telefonici).

Lo scavo verrà eseguito per tratti stradali tali da garantire che l'apertura e il ricoprimento degli stessi avvenga in un tempo non superiori a tre giornate lavorative al fine di minimizzare i disagi al traffico veicolare.

Per tali scavi dovranno essere approntati idonei dispositivi segnaletici visivi e luminosi, ed eventualmente saranno posizionati nei tratti stradali particolarmente disagiati, per l'eccessiva restringimento della carreggiata, idonea segnaletica luminosa e semafori di scambio di corsia. Tale segnaletica dovrà garantire la sicurezza del flusso di traffico durante l'arco dell'intero periodo di svolgimento del cantiere.

Qualora lo scavo lo rendesse necessario, data la natura del terreno, saranno approntate opere provvisorie tali da procedere nel rispetto delle norme di sicurezza.

Lo scavo prevede il taglio della pavimentazione in conglomerato bituminoso che dovrà essere eseguito con idonea macchina in modo da lasciare integra la pavimentazione circostante dopo l'esecuzione dello scavo. Eseguito il taglio della pavimentazione si procederà ad uno scavo a sezione obbligata con mezzo meccanico per una profondità massima di 1,90 m.

Verranno posati, all'interno dello scavo, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) o n°3 cavi tripolari (tripla terna) oppure n°3 cavi unipolari con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Tale cavo è composto da conduttore in rame od alluminio per il trasferimento della tensione trifase ed hanno integrato al loro interno cavi in fibra ottica per il monitoraggio della rete.

Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi. Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, misto bitumato per uno spessore di circa 10 e a finire uno strato di binder e manto d'usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario. Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell'intera corsia.

Il cavidotto in alta tensione non prevede la costruzioni, per tutta la sua estensione, di alcuna opera d'arte (vedi pozzetti d'ispezione) data la natura stessa del cavo, sopra descritto, che permette un monitoraggio dello stesso in remoto; in caso di guasto lungo la linea lo stesso sistema segnalerà il punto su cui intervenire. In questo modo verranno limitati gli interventi sulla viabilità pubblica e, la mancanza di tombini d'ispezione, aumenterà la sicurezza per le persone e cose.

### 3.4.14 Stazione di consegna RTN

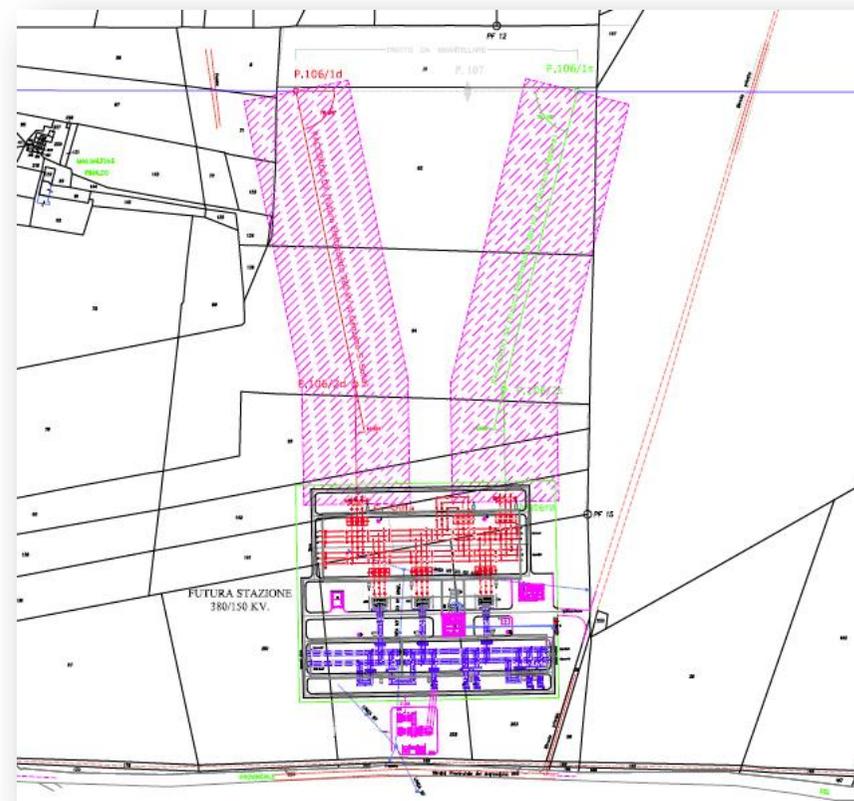
L'allacciamento elettrico alla rete elettrica nazionale, si completa mediante il punto di consegna ubicato in località Gambarda nel Comune di Genzano di Lucania, dove verrà realizzata una futura stazione 380/150 kV sulla linea esistente "Matera – S. Sofia".

L'opera è necessaria per trasferire l'energia elettrica prodotta dalla Centrale elettrica annessa al Campo Eolico di Genzano, attualmente in fase di progettazione, alla RTN tramite l'elettrodotto a 380 kV denominato *Matera – S. Sofia*.

Il collegamento all'elettrodotto sarà realizzato in prossimità dell'attuale tratta 106-108 a mezzo di due due raccordi distinti in semplice terna a 380 kV, posti ad una distanza reciproca di un minimo di 160m ad un massimo di 290m.

La nuova stazione a 380 kV sarà ubicata in un area pressoché pianeggiante in vicinanza dell'elettrodotto citato.

In particolare, essa interesserà un'area di circa 60000 mq, che verrà opportunamente delimitata.



La stazione viene configurata conformemente alla soluzione tecnica minima generale (STMG), elaborata ai sensi dell'art. 3 del d. lgs. n. 79/99, della deliberazione n. 281/05

dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete);

lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna con la sezione 150kV della nuova Stazione elettrica di interconnessione a 380 kV della RTN da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Matera – S. Sofia” (cod. 22244C1) e da realizzare conformemente alla unificazione Terna e prevista con tre ATR 380/150kV da 250MVA.

L'individuazione del sito ed il posizionamento della stazione nello stesso risultano dai seguenti disegni allegati:

- Corografia (dis. DE21344G1BFXA0002 rev.01 del 21-01-10 in scala 1:20.000) allegato al PTO raccordi;
- **RELAZIONE TECNICO-ILLUSTRATIVO** Codifica **RE21344G1BFX10343** Rev. 01 del 21/01/2010 Pag. 13 di 24;
- Planimetria catastale (dis. DE21344G1BFXB0001 rev.01 del 21-01-10 In scala 1:2.000), con indicazione delle aree potenzialmente impegnate ed allegato al PTO raccordi.

Tale ubicazione risulta idonea sia sotto il profilo della accessibilità esterna che per il collegamento alla rete AT.

### 3.4.15 Disponibilità delle aree

La Skywind ha redatto, con tutti i proprietari dei suoli interessati dall'opera, apposito contratto trentennale, per la cessione del diritto di superficie.

E' politica aziendale, quella di non procedere con gli espropri delle aree interessate dall'impianto, al fine di garantire una ricaduta economica a favore dei proprietari locali. Ciò nonostante, come previsto nel PIEAR onde evitare problematiche di percorso, è stato redatto un apposito piano di esproprio parallelamente ai suddetti contratti, al fine di assicurare i suoli, necessari e/o impegnati dall'impianto, alla realizzazione dello stesso.

Si rimanda, per maggior dettaglio delle aree, all'apposito piano di esproprio.

### 3.4.16 Fase di cantierizzazione ed organizzazione delle aree di cantiere

I criteri generali per la scelta dei siti di cantiere dovranno tener conto oltre che dei parametri di ordine tecnico anche di quelli ambientali. Pertanto l'ubicazione delle aree di lavoro sarà il frutto di un compromesso tra le esigenze tecnologiche e logistiche richieste dalle opere da realizzare e quelle di natura ambientale miranti a determinare la minor sottrazione possibile di aree di pregio e il minor disturbo in termini di inquinamento acustico ed atmosferico.

Nel definire l'ubicazione dell'impianto di cantiere devono essere perseguite le seguenti principali finalità:

- ubicare il sito di cantiere in posizione limitrofa all'area dei lavori al fine di consentire il facile raggiungimento dei siti di lavorazione, limitando pertanto il disturbo determinato dalla movimentazione di mezzi;
- perseguire la possibilità di facile allaccio alla rete dei servizi (elettricità, rete acque bianche/nere);
- garantire un agevole accesso viario;
- verificare le modalità di approvvigionamento/smaltimento dei materiali, al fine di minimizzare l'impegno della rete viaria;
- ubicare il cantiere in aree di scarso spessore territoriale, lontane il più possibile da ricettori sensibili ai fenomeni inquinanti; di caratteristiche geo-morfologiche tali da favorire un agevole approntamento delle attrezzature e degli impianti di cantiere.

### 3.4.17 Le fasi di lavoro

Le attività da espletarsi per la realizzazione delle opere saranno:

- allestimento area del cantiere e sua delimitazione con recinzione;
- scotico e accantonamento del terreno superficiale;
- realizzazione movimenti di terra per sedi stradali e piazzole a servizio degli aerogeneratori;
- costruzione fondazioni aerogeneratori;
- montaggio torri;

- scavi e rinterrati per alloggiamento rete cavidotti;
- realizzazione lavori sottostazione;
- ricoprimento piazzole con terreno da coltivo;
- realizzazione opere di drenaggio;
- ripristini vegetazionali;
- smobilitazione cantiere.

Per quanto riguarda la realizzazione della sottostazione le fasi lavorative saranno così suddivise:

- allestimento area del cantiere e sua delimitazione con recinzione;
- scavo di sbancamento per realizzazione delle fondazioni;
- esecuzione opere di fondazione in c.a.;
- esecuzione opere in elevazione in c.a.;
- realizzazione solai di copertura;
- esecuzione impianti;
- recinzione;
- dismissione cantiere.

Per la realizzazione del parco eolico si prevede complessivamente una durata dei lavori pari a 28 mesi ; per maggiori approfondimenti si rimanda al crono programma dei lavori riportato nella figura seguente.

Nella fase di cantiere l'area occupata dalla piazzola adibita all'allestimento di ciascun aerogeneratore sarà di circa 50 m x 40 m, necessaria al trasporto, al picchettamento ed all'erezione della torre, della navicella e del rotore.

Le strade di accesso per il transito dei mezzi eccezionali di carreggiata 6 m saranno prevalentemente costituite da bretelle di collegamento interno dislocate principalmente sul confine dei mappali dei terreni agricoli per il raggiungimento delle singole macchine.

### **3.4.18 Montaggio delle apparecchiature**

Si premette che la navicella è equipaggiata di generatore, moltiplicatore di giri, trasformatore, ecc., già montati in stabilimento, pertanto, viene sollevata e posata in quota completamente assemblata. La torre è invece costituita da n. 3 tronchi che vengono innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale vengono montate a terra sul rotore con metodologia consolidata, ed unite poi, in quota, alla

navicella. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore è richiesto l'impiego di una gru a traliccio semovente che dovrà essere piazzata nell'area predisposta, prospiciente il blocco di fondazione della torre. Per il montaggio del singolo aerogeneratore occorrono in particolare i seguenti mezzi:

- gru tralicciata da 500 tonnellate min con altezza minima sotto gancio pari a 90 m;
- gru di appoggio da 160 t;
- gru di appoggio da 60 t.

L'area predisposta, come specificato nei punti precedenti, sarà opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni dovute al carico gravante. La casa costruttrice fornisce le specifiche a cui dovrà rispondere il sistema per erigere il singolo aerogeneratore .

Il montaggio del singolo aerogeneratore richiede mediamente 2/3 (due/tre) giorni consecutivi. Durante le fasi di montaggio la velocità del vento a 60 m non dovrà essere superiore a 8,0 m/sec al fine di non ostacolare e consentire di eseguire in sicurezza le operazioni di montaggio stesse.

In conformità al progetto ed alle prescrizioni di cui alla DD 525/08:

i lavori verranno eseguiti in maniera da non determinare alcun danneggiamento o alterazione a beni architettonici diffusi nel paesaggio agrario, quali manufatti di pregio, muretti a secco, tratturi e quant'altro;

Tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del Campo Eolico quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto verranno prelevate da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti all'uopo autorizzati I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto.

In linea generale verrà effettuato il compenso tra i materiali di scavo e quelli di riporto.

I lavori di messa in opera del cantiere ( fasi di spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali) saranno gestiti al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area.

### 3.4.19 . Aspetti e problematiche ambientali relativi alle aree di cantiere

Come già descritto precedentemente, l'impostazione seguita per la progettazione della cantierizzazione, ha avuto quale criterio di riferimento il contenimento e la minimizzazione delle interferenze e dei relativi impatti con le componenti ambientali e gli ecosistemi interessati dalla realizzazione dell'impianto eolico.

Tale approccio si è estrinsecato attraverso:

- la scelta delle modalità costruttive;
- l'organizzazione delle fasi operative;
- il contenimento dei tempi di esecuzione;
- la scelta delle aree di cantiere.

In particolare, modalità costruttive e contenimento dei tempi di lavoro rappresentano indubbiamente un elemento di diminuzione complessiva dei livelli di pressione ambientale generati dalla realizzazione dei lavori. Si pensi, a titolo esemplificativo, al significato di queste scelte in relazione alle componenti rumore ed atmosfera.

Le modalità organizzative e la successione delle fasi di lavoro, contengono già nel momento della loro progettazione, una serie di misure atte ad abbattere significativamente il livello di interferenza con le varie componenti e realtà interessate, si rimanda al Quadro di riferimento Ambientale la valutazione degli impatti e la previsione delle mitigazioni in fase di cantiere.

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzola saranno ricoperte da terreno vegetale originario perché siano nuovamente destinate all'attività agricola di origine.

### 3.4.20 Cave e discariche

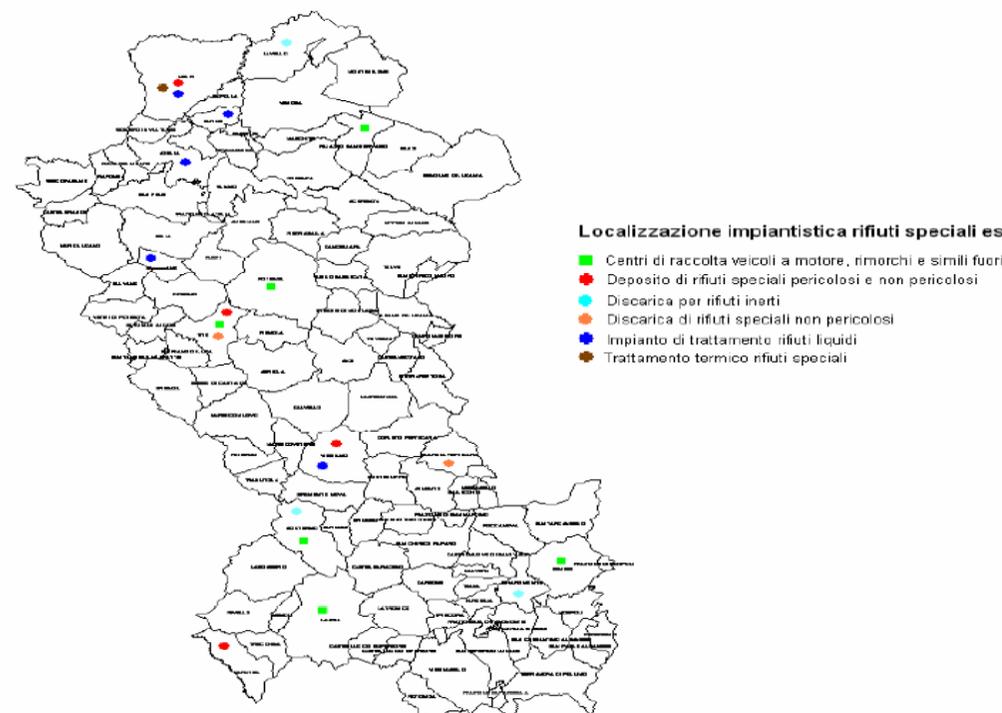
Nell'ambito territoriale afferente le opere di progetto e' stata condotta un'indagine mirata ad individuare i possibili siti di cava e di discarica autorizzata utilizzabili per la realizzazione del campo eolico.

Per quanto riguarda le discariche e gli impianti di recupero degli inerti si è fatto riferimento all'elenco degli impianti autorizzati dalla Provincia di Potenza e compresi

nel Piano Provinciale per la Gestione dei Rifiuti pubblicato nel Supplemento Ordinario al Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 13 del 17.03.2008.

Di seguito si riporta in figura la tavola 1 del Piano dei Rifiuti sopra citato, con la localizzazione delle discariche autorizzate.

Coerentemente con quanto riportato nel Piano Provinciale dei Rifiuti, si riporta una tabella con le discariche autorizzate per inerti più vicine al sito di progetto.



## 4 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

### 4.1 Introduzione

Il presente Studio di Impatto Ambientale (S.I.A.) costituisce parte integrante del progetto presentato dalla società SKYWIND S.R.L. inerente la realizzazione di un parco eolico di proprietà sito nel territorio comunale di Genzano di Lucania, in provincia di Potenza.

Il parco in oggetto sarà costituito da n. 14 aerogeneratori della potenza unitaria di 3 MW. Il quadro di riferimento ambientale, nell'ambito della presente Relazione di Compatibilità Ambientale, fornisce gli elementi conoscitivi sulle caratteristiche dello stato di fatto delle varie componenti ambientali nell'area interessata dall'intervento, sugli impatti che quest'ultimo può generare su di esse e sugli interventi di mitigazione necessari per contenere tali impatti.

Dopo un'introduzione che sintetizza la metodologia di analisi applicata, nei capitoli seguenti sono illustrate le analisi delle componenti ambientali ritenute significative, tra quelle indicate dalla vigente legislazione relativa agli studi di impatto ambientale (D.Lgs. 152/2006 e D.P.C.M. 27 dicembre 1988), ovvero:

- ambiente idrico;
- atmosfera;
- suolo e sottosuolo;
- vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi;
- paesaggio;
- rumore e vibrazioni;
- salute pubblica.

I risultati delle analisi presentate vengono esplicitati in termini di valutazione qualitativa delle caratteristiche degli impatti sulle singole componenti ambientali, riferita a due fasi di vita dell'opera: la fase di costruzione e la fase di esercizio.

### 4.2 Ambito territoriale interessato dal progetto

#### 4.2.1 Descrizione geografica e cenni storici

Il comune di Genzano di Lucania, in cui ricade l'area interessata dall'intervento in progetto, è ubicato nell'area delle Murge potentine; esso si presenta come una sequenza

di rilievi collinari a seminativo, prato e prato-pascolo che degradano verso le pianure pugliesi.

L'immagine rappresentativa del contesto è quella dei pianori coltivati a grano.

Il centro urbano, distante circa 6 km dagli aerogeneratori più vicini, sorge su di una collina ed ha origini antichissime, come è dimostrato da scavi archeologici che hanno portato alla luce tombe che testimoniano l'esistenza sul luogo di un insediamento sorto tra il VI e il IV sec. a. C..

#### 4.2.2 Inquadramento socio economico del territorio

Per valutare coerentemente l'inserimento dell'opera nel territorio di sua pertinenza, si è ritenuto opportuno analizzare quello che è il contesto all'interno del quale il Comune di Genzano di Lucania ricade, ovvero il sistema del Vulture Alto Bradano.

Il sistema territoriale del Vulture Alto-Bradano si estende su una superficie di circa 1.830 km<sup>2</sup>, costeggiato nella parte settentrionale dal fiume Ofanto, che segna il confine regionale a ovest con la Campania e ad est con la Puglia, e nella parte meridionale dal fiume Bradano.

Analizzando i dati dell'ultimo censimento si rileva che l'agricoltura occupa ancora il 23% della popolazione attiva, toccando punte prossime al 50% nei comuni di Genzano di Lucania, Oppido Lucano e Banzi.

Naturalmente il fenomeno industriale ha influenzato notevolmente anche l'attività primaria sia dal punto di vista occupazionale, accentuando il part-time e incentivando l'abbandono dei giovani, sia dal punto di vista strutturale per cui sono state semplificate le organizzazioni produttive aziendali. Dall'analisi dei dati I.S.T.A.T. si evidenzia che nell'area il ricambio generazionale all'interno del settore agricolo è praticamente nullo, essendo presente un solo agricoltore di età compresa tra i 14 e i 29 anni ogni 130 agricoltori con più di 55 anni.

L'insediamento del gruppo Fiat nell'area di San Nicola di Melfi ha portato ad un potenziamento della rete viaria tesa a migliorare i collegamenti con le Regioni limitrofe, mentre i collegamenti tra i comuni dell'area e con il resto della Regione rimangono ancora carenti rispetto a quelli che sono i flussi di traffico, soprattutto in relazione al forte pendolarismo dei lavoratori del gruppo Fiat, tanto che l'accessibilità ai comuni dell'area è andata diminuendo negli ultimi 20 anni di circa il 2%.

## 4.3 Caratterizzazione dell'ambiente

### 4.3.1 Clima

Per quel che riguarda la caratterizzazione ambientale è necessario fare riferimento, innanzitutto, alle peculiarità climatiche del territorio.

L'osservazione delle registrazioni termiche evidenzia la presenza di massimi annuali nei mesi di luglio e agosto e minimi in dicembre, gennaio, febbraio.

Dai suddetti dati si evince che la zona di Genzano di Lucania è caratterizzata da un clima tipicamente mediterraneo, con marcata siccità e temperature medie estive molto alte.

Trattasi di temperature molto elevate rispetto alla rimanente parte di territorio Lucano; ciò in conseguenza della orografia e della posizione geografica della Fossa Bradanica.

La zona oggetto di studio risulta compresa tra le isoterme di 14° e 15° C, che caratterizzano il territorio regionale nord orientale e le propaggini collinari preappenniniche.

L'analisi del diagramma pluviometrico mette in risalto il vuoto estivo ed evidenzia il regime autunnale invernale delle forti precipitazioni, nonché una forte intensità di pioggia in alcune giornate che spesso determina violenti fenomeni di ruscellamento ed erosioni superficiali.

E' presente, inoltre, una forte irregolarità nelle precipitazioni con minimi e massimi assai distanti, grandi variazioni nel numero di giorni piovosi, grandi variazioni nelle quantità di pioggia caduta nei diversi giorni piovosi.

Per la valutazione degli aspetti climatici si è fatto particolare riferimento al lavoro "Aspetti climatici e zone fitoclimatiche della Basilicata"<sup>2</sup>.

Detto studio interessa tutta la Regione e prende in esame i dati meteorologici, per il periodo 1921 – 1984, di n. 106 stazioni meteo distribuite su tutto il territorio.

Tale studio porta ad una classificazione che avviene sulla base di temperatura media annua, temperatura media del mese più freddo e temperatura media del mese più caldo, media dei minimi e dei massimi annui, distribuzione delle piogge, precipitazioni annue e precipitazioni del periodo estivo.

La zona del Lauretum, nella quale ricade il 71% del territorio della Basilicata ed anche l'area oggetto di intervento, è suddivisa a sua volta in tre sottozone: media, calda e fredda.

La sottozona calda interessa quasi 11% della superficie ed è limitata alla fascia costiera ionica fino a quota 300 metri ed al Tirreno dove interessa una piccola striscia alle quote più prossime al mare. La sottozona media amplia la precedente estendendosi anche nei settori settentrionale e nord-occidentale della regione: occupa un'area pari al 26% e, altimetricamente, il limite superiore raggiunge i 500-600 m s.l.m. circa. La sottozona fredda è quella più rappresentata (circa il 34%) e s'identifica, pressappoco, con il settore preappenninico, specie a nord della regione.

Dal punto di vista botanico-ecologico l'area destinata ad ospitare il parco eolico ricade all'interno della Fascia Collinare dell'Alto Bradano.

### 4.3.2 Identificazione delle componenti ambientali influenzate dal progetto

In base alle relazioni del progetto con gli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, e dal quadro di riferimento progettuale, che analizza il progetto in relazione al suo inserimento nel territorio evidenziando i potenziali fattori di impatto, e con riferimento agli allegati I e II del D.P.C.M. 27 dicembre 1988 "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale", possono essere individuati i principali ricettori d'impatto all'interno delle singole componenti e fattori ambientali.

*Ai sensi del D.P.C.M. 27 dicembre 1988*, la caratterizzazione e l'analisi riguarda le seguenti componenti ambientali:

1. ambiente idrico: gli impatti sono legati alle potenziali interferenze con i corpi
  1. idrici superficiali e con le falde sotterranee.
  2. atmosfera: data la tipologia di opera in progetto gli impatti sulla componente possono manifestarsi sia in fase di cantiere che in fase di esercizio: in fase di cantiere si tratta di emissioni di polveri e di inquinanti legati ai mezzi operatori, in fase di esercizio l'impatto sull'atmosfera è di tipo positivo grazie alla produzione di 125 GW/anno senza emissioni di gas serra;
  3. suolo e sottosuolo: le problematiche principali analizzate riguardano la possibile interferenza con i processi evolutivi dei versanti (con particolare riguardo ai problemi di instabilità degli stessi) e la vulnerabilità del sottosuolo.
  4. paesaggio: viene considerata l'influenza del parco sulle caratteristiche percettive del paesaggio, l'alterazione dei sistemi paesaggistici attraversati e l'interferenza con elementi di valore storico od architettonico;

5. vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi: le problematiche principali riguardano l'interferenza delle attività di costruzione del parco con gli elementi di valenza naturale del territorio e la definizione di specifici interventi di mitigazione.
6. rumore e vibrazioni: viene considerato l'impatto acustico generato sia dalle attività di costruzione del parco, sia dalle turbine in movimento una volta entrato in esercizio. Per quel che riguarda le vibrazioni non si ravvisano impatti significativi sulla componente ambientale in esame: di conseguenza non viene presentata all'interno di questo documento un'analisi specifica.
7. salute pubblica: viene analizzato il possibile impatto dell'opera sui fattori di benessere e salute umana; si evidenziano al contempo i benefici della stessa opera.

L'effettiva esistenza e l'entità degli impatti sulle singole componenti viene analizzata in maniera approfondita nei capitoli successivi.

Sulla base delle indicazioni e delle caratteristiche proprie dell'opera, un approfondimento particolare verrà riservato alle componenti soggette ad un rischio potenziale di impatto maggiore.

#### **4.3.3 Valutazione degli impatti**

La valutazione degli impatti generati dall'opera sull'ambiente circostante verrà effettuata attraverso un'analisi delle singole componenti ambientali, considerate sia in quanto oggetto di possibili perturbazioni causate dall'intervento in progetto, sia in quanto momenti intermedi di un processo che si traduce in perturbazioni di altre componenti.

Gli impatti verranno descritti attraverso i seguenti elementi:

- sorgente: è l'intervento in progetto (opere fisicamente definibili o attività antropiche) suscettibile di produrre interventi significativi sull'ambiente in cui si inserisce;
- azioni elementari: sono gli elementi dell'intervento (ad esempio: scarichi, macchinari, traffico indotto, ecc.) che generano interferenze sull'ambiente circostante; esse vengono definite relativamente alle diverse fasi di vita dell'intervento (costruzione, esercizio, eventi anomali);

- interferenze dirette: sono le alterazioni dirette, descrivibili in termini di fattori ambientali, che l'intervento produce sull'ambiente in cui si inserisce, considerate nella fase iniziale in cui vengono generate dalle azioni di progetto (ad esempio: rumori, emissioni in atmosfera o in corpi idrici, occupazione di aree, ecc.);
- bersagli ambientali: sono gli elementi (ad esempio un edificio residenziale o un'area protetta) descrivibili in termini di componenti ambientali, che possono essere raggiunti e alterati da perturbazioni causate dall'intervento in oggetto.

Si possono distinguere "bersagli primari", fisicamente raggiunti dalle interferenze prodotte dall'intervento, e "bersagli secondari", che vengono raggiunti attraverso vie critiche più o meno complesse. Bersagli secondari possono essere costituiti da elementi fisicamente individuabili ma anche da sistemi relazionali astratti quali attività antropiche o altri elementi

del sistema socio-economico.

Gli effetti su un bersaglio ambientale provocati dall'intervento in progetto possono comportare un danneggiamento del bersaglio o un suo miglioramento; si può avere altresì una diminuzione oppure un aumento delle caratteristiche indesiderate rispetto alla situazione precedente.

Gli impatti verranno distinti nelle seguenti categorie:

- A. reversibili a breve termine;
- B. reversibili a lungo termine;
- C. irreversibili.

#### **4.3.4 Schema tecnico di indagine**

Gli studi di settore riportati nei capitoli seguenti, relativi alle singole componenti ambientali su cui si esercita l'impatto del progetto, si sviluppano indipendentemente, con il ricorso a metodi e procedimenti di analisi specifici delle singole discipline. Essi sono basati tuttavia su una comune impostazione, che consente il confronto e la sintesi in maniera omogenea dei rispettivi risultati.

Ciascun rapporto di componente viene redatto attenendosi ad uno schema espositivo che comprende gli argomenti qui di seguito specificati:

- metodologia applicata;

- stato di fatto della componente;
- individuazione dei ricettori d'impatto sensibili e delle situazioni più critiche;
- definizione degli impatti in fase di costruzione;
- definizione degli interventi di mitigazione degli impatti in fase di costruzione;
- definizione degli impatti in fase di esercizio;
- definizione degli interventi di mitigazione degli impatti in fase di esercizio;

Nel contesto generale riveste particolare importanza il momento della stima degli impatti; il cui giudizio viene espresso sulla base di valutazioni specialistiche di singolo settore. Al fine di consentire il confronto intersettoriale dei risultati dello studio tuttavia gli impatti attesi sono classificabili dal punto di vista qualitativo nelle seguenti categorie principali:

1. Impatto **INESISTENTE**: la qualità ambientale post-operam, in considerazione del livello di sensibilità ambientale rilevato, non risulta alterata in alcun modo dalla realizzazione/esercizio dell'opera in progetto.
2. Impatto **TRASCURABILE**: rappresenta situazioni d'impatto trascurabili, in quanto gli effetti perturbatori, in considerazione della maggiore o minore sensibilità ambientale rilevata, non alterano se non per durate limitate, in modo reversibile e a livello locale la qualità ambientale.
3. Impatto **BASSO**: quando gli effetti perturbatori, in considerazione del livello di sensibilità ambientale rilevato, producono impatti riconosciuti di minor peso rispetto a quelli riscontrabili in esperienze analoghe.
4. Impatto **MEDIO**: quando gli effetti perturbatori, in considerazione del livello di sensibilità ambientale rilevato, determinano impatti comunemente ravvisabili in situazioni ambientali e/o progettuali analoghe.
5. Impatto **ALTO**: quando gli impatti non presentano caratteristiche di ordinarietà, ma bensì singolari e di peso rilevante.  
Impatto **MOLTO ALTO**: quando gli impatti esprimono il pericolo di significative trasformazioni del territorio con implicazioni di rischio tali da ingenerare situazioni di criticità ambientale di tipo straordinario.
7. Impatto **IMPREVEDIBILE**: la qualità ambientale a seguito della realizzazione dell'opera potrebbe risultare in qualche modo alterata rispetto alla situazione attuale ma la localizzazione degli impatti, il tipo e l'entità non sono definibili in maniera certa allo stato attuale.

8. Impatto **POSITIVO**: il progetto genera dei processi virtuosi su una o più componenti ambientali influenzate dal progetto.

#### **4.4 Ambiente idrico**

L'ambiente idrico potrà essere oggetto di svariate problematiche legate alle aree di cantiere, in particolare potranno verificarsi le seguenti interferenze:

- alterazione della qualità delle acque superficiali;
- rischio di inquinamento per sversamenti accidentali;
- alterazione della qualità delle acque sotterranee.

##### **4.4.1 Inquadramento**

L'area in esame ricade all'interno del bacino idrografico del fiume Bradano, quest'ultimo ha superficie complessiva di 2.735 kmq ed è il più a Nord di tutti quelli lucani.

E' separato da quello del Basento dalle pendici meridionali dei monti Li Foi, Grande e Capolicchio, che, seguendosi l'un l'altro da Ovest verso Est, formano una catena continua, e

dalla Puglia dal tavolato delle Murge.

Il vertice del bacino si trova sull'altura detta "Mandria Piano del Conte" a quota 828 m. s.l.m. e da qui, sulla destra, lo spartiacque con direzione Nord – Sud, passando dal poggio Limitorio (788 m) raggiunge la "Toppa La Taverna" (1212 m), vetta comune con i bacini del Basento, del Sele e dell'Ofanto. Detto spartiacque acquista quindi un andamento verso Sud – Est e raggiunge subito la vetta di Monte S. Angelo (1126 m); percorre in seguito una lunga schiera di monti man mano degradanti le cui vette principali sono: la Serra Lappese (1014 m), i monti Pazzano (910 m) e Portiglione (806 m), il paese di Tricarico (698 m), le Serre Gravenese (474 m), il Pizzo Colabarile (469 m), le alture del Tinto (273 m), di Buffalara (130 m) e di Campagnolo (110 m). Declina quindi verso la pianura e va a sfociare nello Ionio.

Sulla sponda sinistra, dal predetto vertice del bacino, lo spartiacque si inoltra a Nord passando per le Serre Carriere (1047 m) ed i monti Mezzomo (870 m), fino al colle Renana (794 m), dirigendosi poi a Sud – Est sul colle del paese di Forenza (762 m). Con un ampio arco ritorna verso Nord e prosegue sugli altipiani di S. Leonardo (500 m),

raggiungendo il colle a ponente di Palazzo San Gervasio (483 m); da questo scende al basso crinale che separa il Basentello, affluente del Bradano, dalla fiumara Matinella, affluente dell'Ofanto. Da qui ascende le alture delle Murge, fino a quota 680 m del M.te Caccia, per poi degradare man mano verso la pianura alluvionale e fiancheggiare l'alveo del fiume stesso, terminando in mare. La zona si presenta montuosa e di aspetto piuttosto aspro verso monte e sul versante destro, divenendo, poi, meno tormentata, regolare e con colli tondeggianti, quindi quasi piana avvicinandosi alla foce.

L'asta fluviale del Bradano ha una lunghezza di 116 km e sottende uno dei bacini maggiori della Basilicata.

Il suo deflusso avviene quasi del tutto in territorio lucano, tranne un piccolo segmento, verso la foce, che attraversa la Puglia a Sud di Ginosa.

La zona in cui verrà realizzato il parco eolico è caratterizzato dalla presenza di una rete idrografica poco sviluppata, tipica di un'area posta nella parte alta di un bacino idrografico.

I terreni sono caratterizzati dalla presenza di piccoli impluvi, ricchi di vegetazione e di microfauna, che fungono da rete drenante durante gli eventi piovosi per poi tornare asciutti una volta terminato l'evento meteorico.

Dall'esame condotto sul reticolo idrografico emerge chiaramente il basso livello di funzionalità dei corsi d'acqua, che presentano per gran parte del proprio corso alvei ristretti in grado di smaltire portate ridotte.

Di contro, la vegetazione riparia è quasi ovunque presente e si limita ad una fascia di 2-3 m caratterizzata dalla presenza di specie erbacee igrofile alle quali si sovrappongono entità nitrofile.

Solo raramente le specie erbacee lasciano il posto ad elementi arbustivi ed arborei.

#### **4.4.2 Valutazione impatti**

##### **4.4.2.1 Impatto in fase di costruzione**

Alterazione della qualità delle acque superficiali

Nelle fase di apertura del cantiere e di realizzazione delle opere potrà verificarsi qualche temporanea interazione con il drenaggio delle acque superficiali, ma il completo ripristino dello stato dei luoghi, ad ultimazione dei lavori, permetterà la soluzione dei problemi eventualmente sorti, per cui l'impatto sarà **trascurabile**.

Rischio di inquinamento per sversamenti accidentali

In fase di cantiere potranno verificarsi sversamenti accidentali di inquinanti, quali oli lubrificanti provenienti dai mezzi d'opera nei corsi d'acqua prossimi alle opere o sui terreni ad esse prospicienti, in quest'ultima evenienza c'è anche il rischio che l'inquinamento raggiunga la falda idrica superficiale. In ogni caso, eventuali rilasci di liquidi e di sostanze inquinanti esauste a fine ciclo lavorazione, saranno oggetto di particolare attenzione. **Impatto basso.**

Alterazione della qualità delle acque sotterranee

La costruzione di un parco eolico difficilmente può provocare alterazioni per la qualità delle acque sotterranee soprattutto per la presenza di una falda acquifera molto profonda.

**Impatto trascurabile.**

#### **4.4.3 Misure di mitigazione**

##### **4.4.3.1 Mitigazione in fase di esercizio**

Tutta la viabilità di servizio e le piazzole su cui sorgeranno le turbine verranno realizzate senza ricorrere a pavimentazioni impermeabili, questo consentirà di non provocare variazioni sensibili al coefficiente di infiltrazione delle precipitazioni, non perturbando le dinamiche di ricarica delle falde acquifere.

**Impatto basso.**

#### **4.5.3 Valutazione impatti**

L'ubicazione delle macchine eoliche, riportata in tutti gli elaborati cartografici, evidenzia l'ottima disposizione delle stesse in relazione alla litologia dei terreni affioranti e alla geomorfologia delle zone interessate, infatti, esse ricadono tutte su terreni con discrete caratteristiche geotecniche e poste ad una distanza di sicurezza da scarpate di versanti che potrebbero essere interessate da fenomeni di instabilità.

Considerando l'O.P.C.M. n. 3274 del 2003 e il D.M. 14 gennaio 2008 (Nuove norme tecniche per le costruzioni) i terreni del sito indagato appartengono alla categoria "B" del suolo di fondazione, inoltre, sulla base delle indagini dirette eseguite i terreni di sedime sono composti da terreni ghiaiosi-sabbiosi che presentano discrete caratteristiche geotecniche.

Gli impatti sulla componente suolo sono essenzialmente legati alle operazioni di movimento materie per la realizzazione delle strade di servizio, delle piazzole e dei cavidotti per la connessione alla rete A.T. In base a quanto emerge dagli elaborati progettuali, nell'ambito delle lavorazioni in esame, non si realizzano scavi o riporti tali da compromettere la componente suolo e sottosuolo.

#### **4.5.3.1 Impatto in fase di costruzione**

Le lavorazioni di scavo dei cavidotti verranno effettuate seguendo rigide prescrizioni utilizzando utensili diamantati che consentano un taglio verticale del suolo limitando l'azione di frantumazione delle rocce calcaree alla larghezza della sezione di scavo strettamente necessaria per la posa in opera dei cavidotti. In tal modo sarà possibile utilizzare completamente il materiale scavato durante la fase di rinterro degli stessi scavi, senza lasciare residui di materiale lapideo che potrebbero deturpare l'ambiente circostante.

Il materiale non riutilizzabile per le lavorazioni del cantiere verrà smaltito in discarica autorizzata.

**L'impatto atteso è basso.**

#### **4.5.3.2 Impatto in fase di esercizio**

In fase di esercizio gli impatti maggiormente significativi riguarderanno la realizzazione delle strutture di fondazione in c.a. degli aerogeneratori. Al fine di semplificare le operazioni di ripristino dei luoghi al termine dei lavori si prevede l'annegamento di queste strutture sotto il profilo del suolo per almeno un metro. In tal modo sarà possibile effettuare un ripristino morfologico, una stabilizzazione e un inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

I movimenti terra, necessari per la viabilità interna la parco e per i cavidotti, rappresentano un volume modesto di terreno e, quindi, non generano alterazioni delle caratteristiche dei suoli.

**L'impatto atteso è basso.**

#### **4.5.4 Misure di mitigazione**

##### **4.5.4.1 Mitigazione in fase di costruzione**

Le misure di mitigazione saranno essenzialmente legate all'utilizzo di macchinari in grado di semplificare il ripristino dello stato dei luoghi.

Nell'ambito territoriale afferente le opere di progetto è stata condotta un'indagine mirata ad individuare i possibili siti di cava e di discarica autorizzata utilizzabili per la realizzazione del campo eolico.

Per quanto riguarda le discariche e gli impianti di recupero degli inerti si è fatto riferimento all'elenco degli impianti autorizzati dalla Provincia di Potenza e compresi nel Piano Provinciale per la Gestione dei Rifiuti pubblicato nel Supplemento Ordinario al Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 13 del 17.03.2008.

#### **4.6 Atmosfera**

##### **4.6.1 Inquadramento**

La componente atmosfera, caratterizzata attraverso i caratteri meteo climatici nei paragrafi precedenti, manifesta delle interferenze con il progetto che sono sostanzialmente molto diverse tra la fase di cantiere e quella di esercizio.

Nella fase di cantiere tale componente è oggetto di interazioni (negative) legate alle emissioni di polveri e gas serra: durante le operazioni di movimento materia essenzialmente per la viabilità di servizio e per i cavidotti; mentre nella fase di esercizio le interazioni divengono positive e legate alla produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di gas serra.

L'analisi della componente atmosfera viene svolta al fine di pervenire ad una caratterizzazione precisa dello stato attuale o ex ante e poter stabilire eventuali modificazioni che possono avvenire in essa in seguito alla realizzazione del parco eolico, al suo esercizio.

La valutazione della componente atmosfera in termini qualitativi non può attuarsi in maniera puntuale, in quanto mancano dati di rilevazione dei parametri di riferimento; nell'area in esame non è presente un sistema di monitoraggio della qualità dell'aria.

Per giungere ad una definizione dello stato attuale dell'atmosfera si è proceduto puntando preliminarmente alla descrizione e alla ricerca delle principali sostanze inquinanti e delle loro fonti di emissione. Esse sono in gran parte prodotte dall'attività umana (attività industriale, centrali termoelettriche, riscaldamento domestico, trasporti) e, in misura minore, sono di origine naturale (pulviscolo, eruzioni vulcaniche, decomposizione di materiali organici, incendi).

Gli indicatori relativi all'ambiente atmosferico sono le emissioni, la cui quantificazione, distribuzione ed evoluzione temporale derivano da processi di stima, mentre la qualità dell'aria è basata su indicatori di stato.

Le sostanze emesse nell'ambiente atmosferico contribuiscono alle seguenti fenomenologie: i cambiamenti climatici, la diminuzione dell'ozono atmosferico, l'acidificazione, lo smog fotochimico, il deterioramento della qualità dell'aria. Le sostanze lesive per l'ozono stratosferico sono CFC, CCl<sub>4</sub>, HCFC, i gas serra responsabili dei cambiamenti climatici sono CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>; le sostanze acidificanti sono SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>.

Gli indicatori relativi alla qualità dell'aria e ritenuti più significativi, anche in relazione alla normativa vigente, sono: ossidi di azoto NO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, la cui fonte è rappresentata principalmente da impianti di riscaldamento civile ed industriale, da traffico autoveicolare, dalle centrali di produzione di energia e da attività derivanti da processi industriali vari, quali produzione di vetro, calce cemento, ecc. Gli ossidi di azoto contribuiscono ai fenomeni di eutrofizzazione, smog fotochimico e piogge acide.

L'ozono troposferico è di origine sia antropica sia naturale ed è un inquinante secondario, cioè non viene emesso direttamente da una o più sorgenti, ma si produce per effetto della radiazione solare in presenza di inquinanti primari quali ossidi di azoto NO<sub>x</sub> e composti organici volatili (COV), prodotti in larga parte dai motori a combustione e dall'uso di solventi organici.

Le principali sorgenti di PM<sub>10</sub> si possono dividere in due categorie sorgenti naturali (erosione dei suoli e degli edifici da parte degli agenti meteorologici) e antropiche (principalmente traffico autoveicolare, gli impianti di riscaldamento e alcuni processi industriali). Il particolato fine è monitorato principalmente per i suoi effetti sanitari e tossicologici.

Le principali sorgenti di benzene C<sub>6</sub>H<sub>6</sub> sono gli autoveicoli alimentati a benzina (gas di scarico e vapori), i processi di combustione che usano combustibili derivati dal petrolio e l'uso di solventi contenenti benzene.

Si fa presente che l'area in esame non è interessata da insediamenti industriali e attività produttive che possano causare rilascio di emissioni inquinanti in atmosfera e, anzi, prevalentemente orientato verso l'utilizzo agricolo.

Pertanto, in assenza delle principali fonti di emissione degli inquinanti citati, nonché, appunto, in considerazione dell'uso attuale del territorio e dello stato ambientale, si ritiene che il livello di qualità dell'aria sia generalizzabile a quello descritto nell' "Annuario dei dati ambientali" edizione 2006 pubblicato dall'A.R.P.A. Basilicata.

I dati di qualità dell'aria del 2006 confermano le indicazioni raccolte negli anni precedenti: le situazioni più critiche riguardano i livelli di PM<sub>10</sub>.

#### **4.6.2 Valutazione impatti**

##### **4.6.2.1 Impatto in fase di costruzione**

Polveri da movimento terra

L'impatto più significativo esercitato in fase di costruzione sulla componente atmosfera è generato dal sollevamento di polveri: sia quello indotto direttamente dalle lavorazioni, sia quello indotto indirettamente dal transito degli automezzi sulla viabilità interna ed esterna.

Scopo di questo paragrafo è quello di fornire una stima delle emissioni di polvere nel cantiere in funzione delle attività che vi si svolgono.

I parametri che sono stati assunti per rappresentare le polveri sono costituiti dal P.T.S. (polveri totali sospese) e PM<sub>10</sub> (frazione fine delle polveri, di granulometria inferiore a 10 µm).

Tra le sorgenti di polveri vengono trascurati i motori delle macchine operatrici, il cui contributo appare quantitativamente limitato, se confrontato alla generazione di polveri indotta dai lavori di realizzazione della viabilità di accesso e delle fondazioni degli aerogeneratori.

La generazione di polveri può essere attribuita principalmente alle seguenti attività:

- ai trasporti interni da e verso l'esterno (conferimento materie prime, trasporto smarino all'esterno del cantiere, spostamenti mezzi di lavoro, ...) su strade pavimentate e piste non pavimentate;
- alle operazioni di movimento terra (scavi, deposito terre da scavo riutilizzabili, carico e scarico inerti...).

Le emissioni sono state stimate a partire da una valutazione quantitativa delle attività svolte nei cantieri, tramite opportuni fattori di emissione derivati da "Compilation of air pollutant emission factors" – E.P.A. - , Volume I, Stationary Point and Area Sources (Fifth Edition).

Le emissioni sono state calcolate tramite la relazione  $E = A \times F$  dove E indica le emissioni, A l'indicatore dell'attività correlato con le quantità emesse (grandezza caratteristica della sorgente che può essere strettamente correlata alla quantità di inquinanti emessi in aria) e F il fattore di emissione (massa di inquinante emessa per una quantità unitaria dell'indicatore).

#### **4.6.3 Misure di mitigazione**

##### **4.6.3.1 Mitigazione in fase di costruzione**

In fase di cantiere, allo scopo di minimizzare gli effetti sull'inquinamento atmosferico in fase di costruzione saranno adottate le seguenti misure:

- manutenzione frequente dei mezzi e delle macchine impiegate, con particolare attenzione alla pulizia e alla sostituzione dei filtri di scarico;
- copertura del materiale che potrebbe cadere e disperdersi durante il trasporto;
- utilizzo di mezzi di trasporto in buono stato;
- bagnatura e copertura del materiale temporaneamente accumulato (terreno vegetale e di scarico);
- pulizia dei pneumatici dei veicoli in uscita dal cantiere (vasca lavaggio ruote);
- umidificazione delle aree e piste utilizzate per il transito degli automezzi;
- ottimizzazione dei tempi di carico e scarico dei materiali;
- idonea recinzione delle aree di cantiere atta a ridurre il sollevamento e la fuoriuscita delle polveri.

##### **4.6.3.2 Mitigazione in fase di esercizio**

In fase di esercizio non si verificano emissioni in atmosfera, infatti la produzione di energia elettrica attraverso generatori eolici esclude l'utilizzo di qualsiasi combustibile, azzerando le emissioni in atmosfera di gas a effetto serra e di altri inquinanti.

Esistono altresì notevolissime influenze positive indotte dall'intervento sull'atmosfera, in termini di inquinamento evitato.

#### **4.7 Paesaggio**

##### **4.7.1 Inquadramento**

L'inserimento di qualunque manufatto nel paesaggio modifica le caratteristiche originarie di un determinato luogo, tuttavia non sempre tali trasformazioni costituiscono un degrado dell'ambiente; ciò dipende non solo dal tipo di opera e dalla sua funzione, ma anche, dall'attenzione che è stata posta durante le fasi relative alla sua progettazione e alla realizzazione.

L'effetto visivo è da considerarsi un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi, derivanti dall'interrelazione fra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio: morfologia del territorio, valenze simboliche, caratteri della vegetazione, struttura del costruito, ecc..

L'elemento più rilevante ai fini della valutazione di compatibilità paesaggistica di un parco eolico è costituito, per ovvi motivi dimensionali, dall'inserimento degli aerogeneratori, ma anche le strade che collegano le torri eoliche e gli apparati di consegna dell'energia prodotta, compresi gli elettrodotti di connessione alla rete, concorrono a determinare un impatto sul territorio che deve essere mitigato con opportune scelte progettuali.

Un approccio corretto alla progettazione in questo caso deve tener conto della specificità del luogo in cui sarà realizzato il parco eolico, affinché quest'ultimo turbi il meno possibile le caratteristiche del paesaggio, instaurando un rapporto il meno possibile invasivo con il contesto esistente.

Le letture preliminari dei luoghi necessitano di studi che mettano in evidenza sia la sfera naturale, sia quella antropica del paesaggio, le cui interrelazioni determinano le

caratteristiche del sito: dall'idrografia, alla morfologia, alla vegetazione, agli usi del suolo, all'urbanizzazione, alla presenza di siti protetti naturali, di beni storici e paesaggistici, di punti e percorsi panoramici, di sistemi paesaggistici caratterizzanti, di zone di spiccata tranquillità o naturalità o carichi di significati simbolici.

Il paesaggio costituisce l'elemento ambientale più difficile da definire e valutare, a causa delle caratteristiche intrinseche di soggettività che il giudizio di ogni osservatore possiede.

Ciò giustifica il tentativo degli "addetti ai lavori" di limitarsi ad aspetti che meglio si adeguino al loro ambito professionale e, soprattutto, a canoni unici di assimilazione e a regole valide per la maggior parte della collettività. Queste regole sono state studiate sufficientemente nella psicopercezione paesaggistica e non costituiscono un elemento soggettivo di valutazione, bensì principi ampiamente accettati.

Per chiarire il termine si deve fare riferimento a tre dei concetti principali esistenti su questo tema:

- il paesaggio estetico, che fa riferimento alle armonie di combinazioni tra forme e colori del territorio;
- il paesaggio come fatto culturale, l'uomo come agente modellatore dell'ambiente che lo circonda;
- il paesaggio come un elemento ecologico e geografico, intendendo lo studio dei sistemi naturali che lo compongono.

Inoltre, in un paesaggio si possono distinguere tre componenti : lo spazio visivo, costituito da una porzione di suolo, la percezione del territorio da parte dell'uomo e l'interpretazione che questi ha di detta percezione. Il territorio è una componente del paesaggio in costante evoluzione, tanto nello spazio quanto nel tempo. La percezione è il processo per il quale l'organismo umano avverte questi cambiamenti e li interpreta dando loro un giudizio.

La realtà fisica può essere considerata, pertanto, unica, ma i paesaggi sono innumerevoli, poiché, nonostante esistano visioni comuni, ogni territorio è diverso a seconda degli occhi di chi lo osserva.

Comunque, pur riconoscendo l'importanza della componente soggettiva che pervade tutta la percezione, è possibile descrivere un paesaggio in termini oggettivi, se lo si intende come l'espressione spaziale e visiva dell'ambiente.

Il paesaggio sarà dunque inteso come risorsa oggettiva valutabile attraverso valori estetici e ambientali.

#### **4.7.2 Valutazione impatti**

##### **4.7.2.1 Impatto in fase di costruzione**

La componente paesaggio nella fase di cantiere non subirà delle modificazioni legate, essenzialmente alla presenza delle installazioni funzionali al montaggio degli aerogeneratori.

In sostanza saranno presenti dei baraccamenti facenti parte della logistica di cantiere, verranno messe in funzione delle gru ogni qualvolta si procederà al montaggio di un aerogeneratore.

Tuttavia, come può evincersi anche dal cronoprogramma lavori allegato al progetto, tale fase avrà una durata limitata (circa 28 mesi) e pertanto le modificazioni del paesaggio che ne deriveranno saranno temporanee ed assolutamente reversibili.

**Impatto inesistente.**

##### **4.7.2.2 Impatto in fase di esercizio**

L'impatto sulla componente paesaggio durante la fase di esercizio è senza dubbio un elemento di notevole contrasto nell'ambito di una valutazione tra il giudizio positivo e quello negativo: l'argomento è tuttora dibattuto dall'opinione pubblica interessata dalla presenza di wind farms e pare non realistico trovare una soluzione condivisa da tutti circa l'accettabilità della modificazione paesaggistica legata alla presenza di un parco eolico.

In letteratura esistono molte organizzazioni planimetriche che hanno il potenziale per ridurre gli impatti sul paesaggio.

Al fine di procedere ad una stima corretta dell'impatto visivo del parco eolico in progetto sono state effettuati dei foto inserimenti. In tal modo è possibile comprendere come il paesaggio possa modificarsi all'interno di uno scenario naturale essenzialmente costituito da campi coltivati a seminativi, intercalati da piccole zone in cui sono presenti alberi da frutto.

### **4.7.3 Misure di mitigazione**

#### **4.7.3.1 Mitigazione in fase di costruzione**

Non sono previste misure di mitigazione sulla componente paesaggio in fase di costruzione dell'impianto.

#### **4.7.3.2 Mitigazione in fase di esercizio**

Le turbine che verranno installate avranno colori e materiali scelti con l'obiettivo di ridurre contrasti e gli impatti visivi. In particolare colori neutri e materiali con finitura sfumata.

A causa delle proporzioni delle turbine, la gran parte delle viste avviene sullo sfondo del cielo, quindi l'utilizzo di colori neutri consente un inserimento paesaggistico poco invasivo.

Per quel che riguarda le infrastrutture di trasporto dell'energia, si procederà ad interrare tutte, solo un piccolo tratto di elettrodotto (circa 70 metri) tra la cabina d'impianto e la sottostazione Terna avverrà in antenna. La viabilità di servizio è stata pensata e progettata in modo tale da evitare movimenti terra significativi, ricalcando il più possibile le strade interpoderali esistenti.

Non sono previste recinzioni di sorta con lo scopo di rendere più "amichevole" la presenza dell'impianto e, soprattutto, per permettere la continuazione delle attività esistenti ante operam (coltivazione, pastorizia, ecc.).

Allo scopo di preservare la naturalità del paesaggio, la viabilità sarà realizzata in misto granulare stabilizzato con legante naturale, con l'eccezione di brevi tratti con maggiore pendenza che saranno asfaltati.

### **4.8 Flora, fauna ed ecosistemi**

#### **4.8.1 Assetto ambientale di area vasta**

L'area in cui sorgerà il parco eolico in esame è caratterizzata da un vasto agroecosistema fondato sulla monocoltura cerealicola.

L'ecosistema presenta una biocenosi costituita da una comunità fitocenotica ed una comunità zoocenotica che interagiscono costituendo una complessa ed articolata catena

trofica seguendo il modello energetico della piramide alimentare. Più in particolare, ad una base alimentare costituita dai vegetali foto sintetizzanti, segue una numerosa schiera di organismi animali erbivori e carnivori che insiste, direttamente o indirettamente, su di essa per trarre il nutrimento necessario al metabolismo, all'accrescimento ed alla riproduzione.

Chiudono il ciclo i microrganismi demolitori e secompositori.

I principali organismi animali che costituiscono la zoocenosi nell'area di interesse sono gli invertebrati artropodi, base alimentare fondamentale per gli organismi maggiori come anfibi, rettili, uccelli e mammiferi i quali sono certamente gli organismi che più di tutti possono avere problemi a seguito dell'installazione del parco eolico e delle strutture ad esso connesse; in base alle analisi bibliografiche effettuate è possibile affermare che sono presenti:

- ditteri culicidi, tipulidi, tabanidi, sirfinidi, muscidi e calliphoridi, mosche, blattoidei;
- imenotteri apoidei, vespidi e formicidi, icheumonidi, braconidi, cynipidi, pompilidi;
- lepidotteri pieridi, nymphalidi, zygaenidi, pyralidi, lycaenidi, geometridi, sphingidi, nottuidi, lymandridi, licenidi, papilionidi, cossidi, tortricidi, sedidisatridi, lasiocampidi, satrunidi e taumatopeidi;
- coleotteri, coccinellidi, carabidi, lampyridi, tenebrionidi, lucanidi, cerambycidi, chysomelidi, curculionidi, scotilidi, bostrichidi, buprestidi, cantaridi, cleridi, dermessiditiscidi, cetonidi, elateridi, scarabeidi;
- emitteri eterotteri pentatomidi, pyrrhocoridi e tingidi, omotteri cicadidi, cidadellidi e afidodei, coccoidei;
- odonati zigotteri;
- dermatteri;
- ortotteri ensiferi;
- mantidi;
- megalotteri;
- tisanotteri
- neurotteri

#### **4.8.2 Flora**

L'indagine vegetazionale si è occupata anche del territorio limitrofo al perimetro del parco eolico in progetto e, nello specifico, sia degli aspetti dell'uso del suolo che della vegetazione naturale presente nell'intorno.

In primis è stata effettuata una indagine bibliografica volta all'acquisizione di studi ufficialmente pubblicati.

Lo studio floristico è stato condotto mediante l'utilizzo di dati provenienti da attività pregresse svolte nell'ambito di precedenti S.I.A. e la determinazione delle specie è stata effettuata mediante utilizzo delle chiavi analitiche della "Flora d'Italia" (Pignatti, 1982) e della Flora Europaea (Tutin, et al., 1996).

#### **4.8.3 Fauna**

Alla scala d'area vasta la gran parte del territorio è da ascrivere agli ecosistemi agricoli e in minor misura a quelli boschivi e fluviali. Gli agro-ecosistemi dominano ampiamente l'intero comprensorio analizzato lasciando poco spazio agli altri ecosistemi a maggiore naturalità.

Sulla dorsale appenninica della regione, area in cui è possibile comprendere il parco eolico in esame, i pascoli demaniali occupano cospicue superfici e svolgono importanti funzioni economiche, ambientali e paesaggistiche. Essi, oltre all'alimentazione animale, svolgono altri importanti ruoli extraproduttivi come la difesa del suolo, la funzione paesaggistica e ricreativa, inoltre rappresentano habitat indispensabili per la fauna selvatica.

Gli ecosistemi agricoli, dominanti il paesaggio, presentano una bassa diversità floristica e una produttività che, sebbene importante, è riconducibile quasi esclusivamente alle piante coltivate, quali le specie cerealicole e comunque erbacee dei seminativi. A dispetto del basso numero di specie vegetali, l'elevata produttività caratteristica delle aree coltivate è sfruttata da un discreto numero di animali e permette l'instaurarsi delle reti e dei processi ecologici tipici dell'agro-ecosistema.

Nella biocenosi di questi tipi ecosistemi, la componente animale è, in percentuale, maggiormente rappresentata di quella vegetale, sebbene la compongano, di regola specie a maggiore adattabilità ecologica, che utilizzano più di una tipologia di habitat. Si tratta di specie che spesso presentano caratteri di elevata adattabilità, e che di conseguenza,

risultano essere ubiquitarie, poiché non risultano legate ad habitat particolari, potendo anzi sfruttare efficacemente tipologie ambientali anche molto diverse fra loro.

La fauna che colonizza questi ambienti si è adattata alle nuove condizioni della copertura vegetale determinate dall'intenso sfruttamento agricolo del territorio, inoltre le attività venatorie e le modificazioni ambientali hanno portato alla estinzione di molte specie presenti sino all'inizio del secolo come il lupo, il capovaccaio, il gatto selvatico, la gallina prataiola, per citarne alcune delle più note.

La struttura della comunità animale risente quindi di queste profonde variazioni e presenta una rete alimentare ridotta sulle specie di grande taglia e più attestata verso quelle di piccola taglia (insetti ed altri invertebrati, uccelli di piccola taglia, micromammiferi), ma nella quale non mancano specie di grande interesse biologico e conservazionistico (puzzola ed istrice).

#### **4.8.4 Ecosistemi**

L'ambiente in esame è contraddistinto dalla presenza preponderante delle graminacee e delle leguminose perenni che sopravvivono d'inverno grazie ai loro apparati sotterranei insieme ad un corredo di moltissime specie che conferiscono a questo ambiente, nonostante l'origine semi-artificiale, una notevole biodiversità floristica.

Rispetto alla descrizione delle principali formazioni erbacee descritte in letteratura la realtà considerata è classificabile al limite tra la prateria steppica con isole e cespugli e praterie con assenza di alberi e cespugli.

Nell'ambiente prato, che presenta tre strati distinti: endogamo – epigaeo – iperigaeo, con specifiche comunità di artropodi per ciascuno di essi lo strato erbaceo determina un clima particolare con le seguenti caratteristiche:

- Riduzione velocità del vento;
- Grandi variazioni di temperatura;
- Umidità elevata;
- Luce ricca di raggi infrarossi;

L'ECOSISTEMA BOSCO, presente nell'area in esame distribuito in aree limitate, deriva anch'esso dall'azione antropica e si presenta come un ceduo di roverella/cerro/leccio ed altre specie del Genere Quercus e boschi di conifere.

## 4.8.5 Valutazione impatti

### 4.8.5.1 Impatto in fase di costruzione

#### Flora

Le principali azioni che possono alterare l'elemento vegetale in questa fase sono legate all'allestimento del cantiere, ai movimenti di terra e agli sbancamenti per la realizzazione delle strade, delle piazzole di montaggio, delle fondazioni degli aerogeneratori, della cabine di trasformazione e dei cavidotti per la connessione in rete.

Queste operazioni possono comportare:

- perdita di habitat, per fitogenesi sull'area di cantiere, in particolare per i prati
- pascoli presenti e per le macchie arbustive ed arboree o per esemplari isolati;
- danneggiamento delle associazioni floristiche locali, pur se non appartenenti ad endemismi o a specie in pericolo.

Nel caso in questione, le caratteristiche pioniere di molte delle specie vegetali presenti nell'area consentono un elevato assorbimento dell'impatto; inoltre, gli accorgimenti previsti durante la fase di completamento del progetto rendono compatibile l'impatto sulla copertura vegetale.

In fase di costruzione può assumere una certa rilevanza l'inibizione delle corrette attività di fotosintesi legate alla eccessiva produzione di polveri.

#### **Impatto basso.**

#### Fauna

Durante i lavori di realizzazione del parco gli impatti maggiori sono dovuti:

1. alla presenza e al movimento del personale durante le operazioni di perimetrazione dell'area di cantiere, di montaggio della recinzione, di realizzazione dei baraccamenti ecc.;
2. alla presenza e alla movimentazione dei mezzi meccanici funzionali alle lavorazioni;
3. al disturbo determinato dal rilascio di materia (gas, liquidi e solidi, polvere) ed energia (rumore, luci, vibrazioni) durante le lavorazioni;
4. al passaggio degli autocarri necessari all'approvvigionamento delle materie prime e al trasporto degli elementi degli aerogeneratori.

Questi elementi possono determinare il temporaneo allontanamento delle specie animali più sensibili e il disturbo delle fasi riproduttive di alcune specie.

In considerazione del fatto che si tratta comunque di impatti reversibili (1-2-3) e circoscritti (4), possono ritenersi trascurabili. Inoltre, per quanto riguarda più specificatamente l'avifauna, le analisi condotte in funzione della fauna ornitologica identificata nell'area di intervento, consentono di affermare che l'effetto dell'impatto, durante la fase di costruzione, può considerarsi basso.

Per la perdita di biotipi la realizzazione delle strade di servizio, delle canalizzazioni per le condutture elettriche, delle fondazioni in calcestruzzo, per le caratteristiche del territorio, non causerà perdite apprezzabili agli habitat delle comunità faunistiche presenti nella zona.

Il rischio di uccisione di avifauna a causa del traffico veicolare generato dai mezzi di trasporto del materiale è da ritenersi estremamente basso in ragione del fatto che tale trasporto di tali strutture avverrà con metodiche tradizionali, a bassissime velocità e utilizzando la normale viabilità locale sino al raggiungimento dell'area di intervento.

Sulla base di quanto esposto tale tipologia di **impatto è da ritenersi bassa/trascurabile.**

#### Ecosistemi

In fase di cantiere, con riferimento al contesto operativo del singolo aerogeneratore, è possibile individuare i seguenti impatti:

1. presenza di personale addetto alle misurazioni topografiche, all'allestimento del cantiere;
2. presenza e movimento mezzi meccanici;
3. sbancamenti e movimenti terra;
4. innalzamento della gru;
5. realizzazione manufatti edili (fondazioni, platee cls);
6. traffico autocarri per le forniture;
7. assemblaggio componenti elettromeccaniche;
8. realizzazione cabina di trasformazione ed elettrodotti.

Tali impatti possono provocare:

- a) perdita di habitat per fitocenosi e zoocenosi in particolare nelle aree con presenza di vegetazione erbacea con arbusti ed alberi isolati ai margini di aree boscate;
- b) danneggiamento delle associazioni floristiche, anche non particolarmente vulnerabili, dovuto alla realizzazione delle strade e delle piazzole;
- c) perdita di fauna ornitica in fase di cantiere per collisione con i mezzi meccanici;

- d) scomparsa di specie causata dalla perdita di habitat;
- e) disturbi indiretti alla fauna a causa della possibile introduzione di parassiti e/o agenti patogeni;
- f) disturbo alla fase di riproduzione.

**L'impatto è considerato basso.**

#### **4.8.5.2 Impatto in fase di esercizio**

##### Flora

In questa fase, la perdita di manto vegetale è dovuta all'occupazione definitiva di superficie legata alla presenza delle nuove strade e all'area occupata dagli aerogeneratori; quest'ultima molto limitata.

Infatti, in considerazione del fatto che le fondazioni di calcestruzzo e le piazzole, saranno ricoperte con terreno vegetale e restituite agli usi precedenti, l'area effettivamente occupata sarà unicamente quella della base dell'aerogeneratore pari dunque a circa 256 mq.

In fase di esercizio del parco inoltre, tutte le attività di controllo e di manutenzione, saranno svolte esclusivamente dalle strade di servizio, non si determineranno quindi ulteriori disturbi alla vegetazione.

##### **Impatto basso.**

##### Fauna

L'area interessata dal progetto dell'impianto eolico si caratterizza per la presenza di una rilevante attività agricola che ha ridotto gli habitat naturali. Sono dominanti seminativi e prati incolti.

Alla scala di dettaglio, limitata cioè alla ristretta zona del parco eolico, la fauna di vertebrati rappresentata da anfibi, rettili e mammiferi appare alquanto ricca di specie, nessuna, però, caratterizzata da particolare interesse conservazionistico; solo la presenza di esemplari di puzzola ed istrice, tra i mammiferi e dell'Ululone appenninico tra gli anfibi, è classificabile tra le specie da tutelare.

E' importante comunque salvaguardare nell'area in esame i piccoli nuclei di formazioni ripariali lungo i canali e impluvi costituite da specie igrofile (Salix Alba, Populus Alba, ecc.) che possono costituire importanti luoghi di rifugio della fauna selvatica.

Sono altresì di fondamentale importanza per la salvaguardia delle specie faunistiche i piccoli nuclei di boschi misti di Quercus Virgiliana, Q. Cogesta e Q. Pubescens, presenti nell'area di analisi.

##### **Impatto basso.**

##### Avifauna

Gran parte dei ricercatori è concorde nel ritenere che la componente ambientale a maggiore rischio per l'azione degli impianti eolici sia rappresentata dai vertebrati, con particolare riferimento agli uccelli<sup>6</sup>, mentre l'impatto sulle altre componenti faunistiche, e sulla vegetazione (riconducibili al danneggiamento e/o alla eliminazione indiretta di specie floristiche) appare meno problematico in relazione al relativo scarso ingombro di un impianto eolico e delle opere connesse.

Gli impatti di un impianto eolico sulla fauna, ed in particolare su uccelli e chiroteri, sono alquanto variabili e dipendenti da un ampio range di fattori tra cui assumono specifica rilevanza le caratteristiche costruttive dell'impianto (numero pale, dimensione, distribuzione

sul territorio, ecc.) la morfologia del territorio su cui ricade l'impianto e che lo circonda, gli

habitat presenti e il numero di specie presenti.

Ciascuno di questi fattori può agire singolarmente o, più spesso, sommarsi con gli altri determinando sia un aumento dell'impatto generale che, in alcuni casi, una riduzione (ad esempio la sottrazione di habitat per una data specie può determinare un minor uso da parte di questa dell'area diminuendone il rischio di collisione) .

Dall'analisi degli studi presenti in letteratura, emerge che i potenziali effetti degli impianti eolici sulla fauna (con particolare riferimento agli uccelli e ai chiroteri) consistono essenzialmente in due tipi:

- diretto, dovuto alla collisione degli animali con parti dell'impianto, per lo più con il rotore, e riguarda prevalentemente, chiroteri, uccelli di medie e grandi dimensioni
- indiretto, dovuto all'aumentato disturbo con conseguente allontanamento e/o scomparsa degli individui, modificazione, riduzione e frammentazione di habitat (aree di riproduzione e di alimentazione)

La probabilità che avvenga la collisione (rischio di collisione) fra un uccello ed una torre eolica è in relazione alla combinazione di più fattori quali condizioni meteorologiche, altezza di volo, numero ed altezza di aerogeneratori, distanza media fra le pale, ecoetologia della specie.

Per “misurare” quale può essere l’impatto diretto di una torre eolica sugli uccelli si utilizza il parametro “collisione/torre/anno”, ricavato dal numero di carcasse di uccelli rinvenuti morti ai piedi degli aerogeneratori nell’arco minimo di un anno di indagine. I dati disponibili in bibliografia indicano che dove sono stati registrati casi di collisione, il parametro “collisione/torre/anno” hanno assunto valori compresi tra 0,19 e 4,4510, con medie comprese tra 0,33 e 0,66, dei quali 0,033 per il solo gruppo dei rapaci.

Tali differenze sono dovute principalmente alla diversità delle situazioni analizzate e alle metodologie di indagine utilizzate.

La maggior parte degli studi, che hanno registrato bassi valori di collisione, hanno interessato aree a bassa naturalità con popolazioni di uccelli poco numerose<sup>12</sup>, mentre i valori di collisione maggiori sono stati rilevati in contesti naturali di elevato valore con popolazioni di uccelli numerose e che soprattutto tendono a concentrarsi (per motivi legati all’orografia del territorio e/o ai movimenti migratori). Inoltre, appare interessante evidenziare come l’approccio metodologico giochi un ruolo fondamentale. Infatti, l’analisi dei tassi di collisione deve prevedere non solo il conteggio degli esemplari rinvenuti morti al suolo ma anche la stima di quelli presenti e non rilevati e di quelli eliminati dagli animali spazzini.

Tutti gli studi che hanno considerato i fattori di correzione per la stima reale delle collisioni tendono a registrare tassi di collisioni più elevati.

Gli impatti indiretti sulla fauna, ad eccezione della perdita di habitat direttamente quantificabile, sono risultati di più difficile valutazione soprattutto per quel che riguarda il potenziale di allontanamento (displacement), parziale o totale, determinato dalla presenza dell’impianto. Gli impatti indiretti a differenza di quelli diretti possono agire sia in fase di esercizio che di costruzione e, come i primi, hanno un’influenza più o meno negativa in funzione del grado di naturalità e di importanza faunistica dell’area. Particolarmente critica risultata la fase di cantiere (di realizzazione dell’opera) a causa dell’aumento della presenza antropica e dei veicoli in movimento che possono generare, soprattutto, in contesti scarsamente antropizzati un notevole fattore di disturbo per la

fauna. I potenziali impatti indiretti in fase di esercizio sono riconducibili all’effetto fisico di presenza delle nuove strutture che può indurre alcune specie ad un utilizzo parziale o al completo allontanamento dalle aree circostanti gli aerogeneratori. L’effetto negativo si esplica, generalmente, attraverso la presenza di fenomeni di turbolenza e vibrazioni determinati dalla rotazione delle pale che rendono, soprattutto per gli uccelli e i chiroterteri, difficile in volo nei pressi dell’aerogeneratore.

L’avifauna, in particolare, può subire tre tipi di conseguenze derivanti dal funzionamento di un impianto eolico: l’aumento del livello del rumore, la creazione di uno spazio non utilizzabile, “vuoto” (denominato effetto spaventapasseri), ed il rischio di morte per collisione con le pale in movimento.

- **Livello del rumore:** come riportato nello studio del livello del rumore, gli aerogeneratori provocano un rumore limitato al loro intorno prossimo e che diminuisce rapidamente con l’aumentare della distanza. Va inoltre segnalato che in altri parchi analoghi a quello in oggetto, si è constatato un perfetto adattamento dell’avifauna al rumore generato dagli aerogeneratori, indicando che questo effetto è assolutamente trascurabile. Il tipo di aerogeneratori che si intende installare è estremamente avanzato. La scelta delle tre pale, rispetto agli aerogeneratori monopala o agli aerogeneratori bipala, è dettata, oltre che da una maggiore efficienza, dalla drastica riduzione delle emissioni di rumore generate da questa configurazione del rotore.
- **Creazione dello spazio vuoto, o effetto spaventapasseri:** in relazione all’effetto spaventapasseri, esiste una tendenza dell’avifauna ad abituarsi alla presenza degli aerogeneratori, fino al punto che è possibile trovare comunità di uccelli che vivono e si riproducono all’interno della zona dei parchi. Allo stesso modo non è stato rilevato un effetto spaventapasseri per uccelli che occupano areali di dimensioni maggiori. Questi uccelli non sono turbati dalla presenza degli aerogeneratori e tendono a frequentare senza modificazioni di comportamento i dintorni del parco, fino ad attraversarlo passando tra due aerogeneratori. Circa il possibile effetto sui percorsi migratori, va detto che la zona in cui è prevista la realizzazione del parco eolico, essendo priva di valichi, gole montane e zone umide, **non costituisce un corridoio per l’avifauna**. Pertanto si stima che l’impatto sarà trascurabile.

- **Rischio di morte per collisione:** con la distanza media tra gli aerogeneratori che si aggira intorno ai 400 metri (il caso in esame), il rischio d'impatto degli uccelli con le pale è praticamente nullo. A questo proposito va anche detto che i già citati studi condotti sul campo da Università e studi privati, dalla Commissione per l'Energia della Comunità Europea, dalla E.W.E.A. statunitense, mostrano che in generale gli uccelli evitano la collisione con le pale, con l'eccezione di alcuni comportamenti come la fase di caccia dei rapaci. Questi studi inoltre dimostrano, al contrario di ciò che si crede, che raramente i migratori notturni impattano con le pale.

Per ciò che è stato detto nella valutazione dell'effetto spaventapasseri, si stima che il numero totale di morti per impatto, diminuisca col passare del tempo.

Infine, i siti più importanti di interesse conservazionistico (I.B.A. Murge) rilevati su scala vasta distano circa 15 km dalle torri più esterne, minimizzando in tal modo il potenziale impatto negativo sulle popolazioni di uccelli presenti in queste aree a maggiore naturalità.

La distanza presente tra le turbine eoliche consente il mantenimento di un buon livello di permeabilità agli scambi biologici ed impedisce la creazione di un effetto barriera.

Nel complesso **l'impatto sull'avifauna è da considerarsi medio.**

Ecosistemi

In fase di esercizio, con riferimento al contesto operativo del singolo aerogeneratore, è possibile individuare i seguenti impatti:

1. presenza del manufatto aerogeneratore;
2. dinamismo dell'aerogeneratore;
3. vettoriamento energia ;
4. attività di manutenzione ordinaria e straordinaria del parco.

Tali impatti possono provocare:

- a) perdita di habitat per fitocenosi e zoocenosi in particolare nelle aree con presenza di vegetazione erbacea con arbusti ed alberi isolati;
- b) perdita di naturalità di alcune aree in cui, in fase di costruzione, erano ubicati in cantieri;

- c) potenziale incremento di mammalo-fauna a causa dell'aumento di siti utili per la formazione di tane e rifugi con aumento delle prede potenziali ed aumento dei predatori (rapaci);
- d) periodica azione di disturbo sulla fauna del personale di controllo preposto alla manutenzione dell'impianto.

**Impatto basso.**

#### **4.8.6 Misure di mitigazione**

##### **4.8.6.1 Mitigazione in fase di costruzione**

Flora e Fauna

Verrà posta una particolare attenzione a preservare il ruolo ecologico di mantenimento di significativi livelli di biodiversità della flora e fauna specializzata dei microhabitat (piccoli mammiferi, insetti, rettili, acari, ecc.). In sostanza verranno conservate, il più possibile, siepi e cespuglieti anche per la funzione di corridoio ecologico di collegamento tra habitat e di mitigazione agli inquinanti del traffico veicolare e di assorbimento del rumore.

La necessità di realizzare la viabilità di accesso al parco e le piazzole per il montaggio degli aerogeneratori fa sì che una serie di superfici vengano private della naturale copertura vegetazionale e floristica, in fase di completamento del progetto verranno previste dei ripristini ambientali essenzialmente consistenti in rivegetazioni con specie autoctone e rinaturalizzazione delle aree utilizzate per gli apprestamenti di cantiere in modo da riconsegnare al territorio la maggior parte di aree naturale.

Le aree di cantiere verranno ripristinate completamente: saranno ricoperte del terreno vegetale originario, che durante i lavori verrà conservato posizionandolo in fregio all'area stessa, in modo tale da restituire la zona alle attività agricole preesistenti e. Le aree occupate

dalle piazzole di montaggio (40 x 40m.) verranno restituite anch'esse alle attività agricole attraverso lo spandimento di terra da coltivo e l'inerbimento con tappeto erboso; rimarrà non inerbita solo l'area intorno alla torre tubolare. Le aree verranno rivegetate mettendo in atto le seguenti attività:

1. adagiamento della terra vegetale rimossa, facendo prima un adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla;
2. selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;
3. selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

In particolare per quel che riguarda il trattamento dei suoli: la soluzione da adottare riguarda

la stesura della terra vegetale, la preparazione e scarificazione del suolo secondo le tecniche

classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo consentano si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.

Per le opere di semina una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, si procederà alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idrosemina. In particolare, è consigliabile l'adozione di un manto di sostanza organica triturrata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi; tale sistema consentirà un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di:

- a) mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante;
- b) proteggere la superficie, resa particolarmente più sensibile dai lavori di cantiere, dall'erosione;
- c) consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga a ricostituire un orizzonte organico superficiale che permetta successivamente la ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo.

L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora

autoctona. Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ed alta proliferazione. Per realizzare una alta percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale. La scelta delle specie da adottare per la semina, dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone già presenti nell'area di studio.

Semina

Una volta terminati i lavori di trattamento del suolo, la semina di specie erbacee con grande capacità di attecchimento per pendii e zone scoscese si realizzerà mediante la tecnica di idrosemina senza pressione.

La semina svolge la funzione di:

- stabilizzare le superfici dei pendii nei confronti dell'erosione;
- rigenerare il suolo, costituendo un substrato umido che possa permettere la successiva colonizzazione naturale senza manutenzione;

L'obiettivo ottimale è quello di ottenere una copertura erbacea del 50-60%; inoltre, la zona interessata si arricchirà celermente con i semi provenienti dalle zone limitrofe e l'evoluzione naturale farà scomparire più o meno rapidamente alcune specie della miscela seminata a vantaggio della flora autoctona.

Le specie erbacee selezionate dovranno possedere le seguenti caratteristiche:

- attecchimento rapido, poiché, non essendo interrate, potrebbero essere sottoposte a dilavamento;
- poliannuali, per dare il tempo di entrata a quelle spontanee;
- rusticità elevata ed adattabilità su suoli accidentati e compatti;
- sistema radicale forte e profondo per l'attecchimento e la resistenza alla siccità.

In relazione a quanto fin qui riportato e alla zona fitoclimatica di appartenenza delle aree oggetto di intervento per la messa a dimora delle specie si farà ricorso alle essenze del tipo di seguito riportate:

Specie erbacee

- Trifolium incarnatum*;

- Trifolium rubens;
- Trifolium pratense;
- Trifolium hybridum,
- Petasites hybridus;
- Petasites .albus;
- Petasite paradoxus;
- Calamagrostis varia
- Calamagrostis villosa;
- Calamagrostis arundinacea;
- Calamagrostis lanceolata.

#### Specie arbustive

- Crataegus monogyna biancospino
- Spartium junceum ginestra odorosa
- Prunus spinosa prugnolo
- Pyrus amygdaliformis pero mandolino
- Phillyrea latifolia fillirea
- Paliurus spina-christi spinacristi

Le prescrizioni sull'umidificazione delle piste di cantiere analizzate nel paragrafo sulla componente atmosfera agevoleranno anche la componente floro-faunistica: la prima, infatti, non sarà soggetta a pericolosi depositi di polveri con le conseguenti problematiche legate alle attività di fotosintesi, la seconda, beneficerà del controllo delle polveri in atmosfera che è di indubbio aiuto per l'avifauna presente in zona.

#### 4.8.6.2 Mitigazione in fase di esercizio

##### Flora

Non si rileva impatto sulla componente floristica in fase di esercizio.

##### Fauna

Il parco verrà posizionato in una zona in cui non si rileva la presenza di corridoi migratori, inoltre, non è censita come zona in cui si rileva la presenza di specie avicole di pregio che necessitano di particolare protezione.

La distanza reciproca tra le torri è tale da non innescare l'effetto barriera, gli uccelli avranno minime interferenze rispetto ai loro voli.

Al fine di aumentare la visibilità delle pale in movimento verranno utilizzate degli elementi dotati di bande colorate che percorrono in larghezza la superficie della pala.

Verranno adottati degli aerogeneratori con caratteristiche di rumorosità molto basse con l'obiettivo di minimizzare anche gli effetti sulla fauna oltre che sulle popolazioni residenti.

Gli aerogeneratori non avranno posatoi, le linee elettriche per il collegamento del parco alla sottostazione M.T./A.T. saranno tutte interrate, saranno limitati gli interventi in cantiere durante il periodo riproduttivo delle specie animali più sensibili ai disturbi umani, saranno evitate il più possibile le diffusioni di polveri.

##### Ecosistemi

Al fine preservare gli ecosistemi presenti nell'area del parco verrà programmata un'attività di monitoraggio che, parallelamente alle normali attività di manutenzione, sarà in grado di evidenziare l'emergere di criticità su tale componente. In particolare, vista l'inevitabile invasività delle operazioni di costruzione, si provvederà a monitorare lo stato degli ecosistemi per un periodo di 2 anni dalla fine dei lavori.

## 4.9 Rumore e vibrazioni

### 4.9.1 Valutazione impatti

#### 4.9.1.1 Impatto in fase di costruzione

Se da un lato è l'infrastruttura principale che può suscitare i maggiori conflitti con le collettività interessate, dall'altro non bisogna dimenticare che anche il cantiere e le opere accessorie sono in grado di impattare temporaneamente l'orizzonte visivo e non solo. In particolare, durante la fase realizzativa, forse, l'effetto più evidente risulta quello connesso all'impatto acustico generato dalle macchine ed attrezzature coinvolte nelle diverse fasi costruttive.

Il problema della valutazione di impatto acustico di cantieri eolici si presenta complesso, relativamente all'aleatorietà delle lavorazioni, all'organizzazione di dettaglio del cantiere (spesso non nota in fase di previsione), e, purtroppo, alla mancanza di informazioni di base, quali le caratteristiche di emissione delle sorgenti (livello di potenza sonora e spettro di emissione), di difficile reperimento.

Nell'area in cui si situerà il cantiere si è evidenziata la sostanziale assenza di sorgenti significative di rumore, ad eccezione della viabilità locale (provinciale, comunale ed interpodereale), che comunque è interessata da flussi di traffico piuttosto limitati. L'attuale qualità acustica dell'area è quindi senz'altro elevata, ed ogni attività svolta nel sito risulta di conseguenza percepibile nel territorio circostante.

Con riferimento alla componente ambientale Rumore, le operazioni e le lavorazioni eseguite all'interno dei cantieri temporanei e mobili generalmente superano i valori limite fissati dalla normativa vigente, sia per tipologia di lavorazione che per tipologia di macchine e attrezzature utilizzate. Tuttavia per le sorgenti connesse con attività temporanee, ossia che si

esauriscono in periodi di tempo limitati e che possono essere legate ad ubicazioni variabili, la legge quadro 447/95 prevede la possibilità di deroga al superamento dei limiti al comune di competenza. Laddove, quindi, le previsioni di impatto acustico effettuate per un cantiere determinino un superamento dei limiti vigenti, nonché risultino non sufficienti gli interventi di mitigazione proposti, è necessario chiedere l'autorizzazione in deroga al comune presentando apposita domanda, corredata da documentazione descrittiva del progetto.

La stima della potenza sonora dei singoli macchinari impiegati generalmente costituisce un serio problema laddove non esiste, a livello nazionale, una banca dati specifica per tipologia di mezzi e non sono disponibili, almeno in questa fase, le schede dei macchinari che saranno utilizzati con il livello di potenza sonora dichiarato dal produttore.

Tale difficoltà è sperimentata sia dal tecnico, che deve effettuare ipotesi semplificative e spesso poco applicabili alla situazione in esame, sia dagli enti competenti, che dovranno valutare la stima di impatto e non hanno a disposizione elementi di confronto.

Tra le principali fonti individuate come ausilio nella caratterizzazione delle sorgenti si possono citare:

- la norma tecnica inglese British Standard BS-5228 del 1997, che riporta i livelli di potenza sonora dei principali macchinari da cantiere in funzione della potenza (kW) e del tipo di attività svolta (preparazione delle aree, trivellazione, carico e scarico materiali, ecc.);
- le tabelle del rumore della Suva, un'azienda autonoma di diritto pubblico nel campo dell'assicurazione obbligatoria contro gli infortuni in Svizzera, che ha redatto degli elenchi in cui sono riportati i livelli equivalenti dell'ambiente di lavoro secondo la tipologia di industria o di lavorazione nel campo dell'edilizia. Sono valori che si riferiscono alla valutazione del rumore ai fini della sicurezza dei lavoratori ma che però possono al contempo essere utili per la ricostruzione dei livelli di potenza sonora di alcuni macchinari;
- le linee guida dell'I.S.P.E.S.L. (2004 e 2005) relative alla sicurezza dei luoghi di lavoro;
- i dati empirici derivanti da misure fonometriche dirette di macchinari durante le specifiche lavorazioni (escavatore con martello demolitore, impianto di frantumazione mobile, escavatore con benna mordente, ecc.), che possono essere interpolati con la formula di attenuazione geometrica in funzione della distanza.

Bisogna comunque sottolineare che l'area interessata risulta scarsamente popolata e che le operazioni di cantiere si svolgeranno essenzialmente nel periodo diurno ed interesseranno un orizzonte temporale relativamente breve, quindi, non si ritiene pertanto necessario approntare specifiche opere di mitigazione acustica nella fase di

cantierizzazione, fatte salve delle procedure di carattere generale, finalizzate al contenimento delle emissioni rumorose, che dovranno essere adottate dall'appaltatore.

#### **Impatto medio.**

##### **4.9.1.2 Impatto in fase di esercizio**

Tra i fattori ambientali su cui di norma vengono effettuate analisi di impatto ambientale, il fattore rumore viene spesso trascurato, nonostante esso rappresenti una potenziale origine di disturbo alla quiete o all'espletamento di attività lavorative.

L'impatto acustico causato da un impianto eolico, come meglio specificato nel seguito, dipende da numerosi fattori di natura meccanica ed aerodinamica. È noto che la percezione fisiologica del rumore è parzialmente soggettiva, tuttavia, al di sotto di un certo livello, la percezione del rumore proveniente da un impianto eolico, come da ogni altro emettitore, tende a confondersi con il rumore generale di fondo. È quindi buona norma progettuale verificare che presso eventuali ricettori sensibili (abitazioni, luoghi di lavoro o zone ad intensa attività umana) i livelli di rumore immessi si mantengano al di sotto di detti limiti.

In sostanza, bisogna mettere in relazione una misura di rumore "residuo", in corrispondenza dei ricettori sensibili, con un valore di rumore "immesso", ovvero connesso alla presenza delle turbine eoliche ad una certa distanza dagli stessi.

Il rumore "immesso", proveniente dagli aerogeneratori, è la diretta conseguenza di quello propriamente "emesso" dagli stessi, il quale, a sua volta, dipende dalla velocità del vento che investe le pale (vento a quota mozzo).

Il rumore "residuo" risulta, invece, influenzato dalla velocità del vento nell'ambiente circostante il ricettore.

Le turbine eoliche rappresenteranno le principali sorgenti di emissione sonora del parco in fase di progettazione. La tipologia di macchina che si intende installare è un aerogeneratore di grande taglia con potenza nominale di 2000 kW. Le principali caratteristiche tecniche sono un diametro massimo del rotore tripala di 97 m, altezza mozzo di 90 m ed una velocità di rotazione variabile tra i 9 ed i 19 giri al minuto.

Preme sottolineare, in questa sede, che numerosi studi hanno dimostrato l'accettabilità del livello acustico del rumore dovuto al moto di rotazione delle pale, in quanto, il più delle volte viene confuso con il rumore di fondo dovuto al vento ed ai suoi effetti sulla vegetazione, le strutture ed in generale tutti gli elementi presenti in un dato territorio. In

generale, la tecnologia attuale consente di ottenere, nei pressi di un aerogeneratore, livelli di

rumore alquanto contenuti, tali da non modificare quasi il rumore di fondo, che, a sua volta, è fortemente influenzato dal vento stesso, con il risultato di "mascherare" ancor di più il contributo della macchina.

In generale, le emissioni sonore prodotte dalle turbine eoliche possono avere due origini diverse: rumore meccanico e rumore di tipo aerodinamico. Il rumore del primo tipo è generato principalmente dalle parti meccaniche in movimento quali, in particolare, il moltiplicatore di giri, il generatore oltre ai sistemi ausiliari presenti nella navicella (sistemi di raffreddamento ecc.). Questa tipologia non ha una grande rilevanza nelle turbine di ultima generazione grazie ai miglioramenti tecnici introdotti dai produttori. Sistemi molto diffusi per ridurre questo tipo di emissione sonora comprendono l'uso di supporti e giunti per lo smorzamento delle vibrazioni della struttura e degli organi in movimento.

Per quanto riguarda la seconda tipologia, essa è prodotta da una serie di fenomeni aerodinamici: la turbolenza presente nel flusso d'aria che investe il rotore da origine ad un rumore a banda larga (fino a 1000 Hz) percepito come un fruscio allorché le pale interagiscono con i vortici presenti nella corrente. Questo fenomeno è influenzato dalla velocità di rotazione delle pale, dalla sezione del profilo oltre che dall'intensità della turbolenza ed ad oggi non risulta completamente compreso dal punto di vista teorico. Le moderne turbine di grande diametro hanno una velocità di rotazione molto bassa proprio per minimizzare l'intensità di tale effetto.

Altro tipo di fenomeno acustico di natura aerodinamica è associato al profilo in sé delle pale, anche in condizioni di assenza di flusso turbolento. È quest'ultimo un rumore tipicamente a banda larga ed è prodotto da fenomeni quali:

- rumore del bordo d'uscita: percepito come un fruscio a frequenze nel range 750 – 2000 Hz; è causato dall'interazione della pala con lo strato limite turbolento in prossimità del trailing edge (bordo d'uscita di un profilo alare) ed è causa di una importante componente di rumore ad alta frequenza. Un bordo d'uscita non perfettamente affilato può generare una scia vorticosa causa di rumori con componenti tonali molto accentuate;

- rumore di estremità alare: la maggior parte dell'emissione acustica così come la maggior parte della potenza di una turbina eolica è generata dalla porzione di estremità della pala in quanto in tale area è prodotta la gran parte della coppia;
- rumore da stallo: fenomeni di stallo generano flusso non stazionario intorno al profilo alare con conseguente irradiazione di rumore a banda larga;
- imperfezioni superficiali, come quelle causate da danni durante il montaggio o da fulmini diretti, possono essere causa di rumori con accentuate componenti tonali.

L'approccio più ovvio per ridurre il rumore di origine aerodinamica, oltre ad una progettazione accurata del profilo alare, è quello di diminuire il regime di rotazione della macchina; alternativamente si potrebbe pensare di ridurre l'angolo di attacco delle pale. Entrambe le soluzioni comportano, però, una certa perdita di energia.

Oltre che da due origini diverse, il rumore generato dalle macchine eoliche è caratterizzato da due componenti ben distinguibili in prossimità del rotore ed assai meno ad alcune decine di metri di distanza. La prima componente è continua, ad alta frequenza, di natura prevalentemente aerodinamica o meccanica, mentre la seconda è di tipo pulsante, a bassa frequenza, ed è dovuta, essenzialmente, al disturbo aerodinamico generato dal passaggio delle pale davanti alla torre di sostegno. Quest'ultima componente tende ad essere dominante nelle immediate vicinanze dell'aerogeneratore per effetto della stretta interazione tra torre e pale del rotore; infatti, lo spettro è dominato dalla cosiddetta "blade passing frequency" (tipicamente fino a 3 Hz) e dalle sue armoniche (fino a 150 Hz). Un filtro con ponderazione in curva A attenua moltissimo queste frequenze e quindi tale tipologia di rumore non contribuisce in sostanza all'impatto acustico. Allontanandosi dalla macchina le componenti continue del rumore di natura meccanica o aerodinamica acquisiscono un maggior peso facendo in pratica scomparire la componente pulsante.

Due distinte grandezze vengono impiegate per descrivere il rumore associato ad una turbina eolica. Esse sono: il livello di potenza sonora  $L_w$  (associato ad una sorgente, nel nostro caso alla macchina eolica) ed il livello di pressione sonora  $L_p$  misurato in prossimità di un ricevitore. Le potenze e le intensità sonore associate ai fenomeni che l'orecchio dell'uomo può percepire hanno un'ampia dinamica:

- 1 pW/m<sup>2</sup> (soglia dell'udibile) - 1 W/m<sup>2</sup> (soglia del dolore);
- 20 µPa (soglia dell'udibile) - 20 Pa (soglia del dolore)

per questo motivo si fa uso di una scala logaritmica, nella quale, al valore della grandezza in esame, si fa corrispondere il logaritmo del rapporto tra quello stesso valore ed un valore prefissato di "riferimento" (soglia dell'udibile). Il vantaggio che deriva dall'uso della scala del decibel consiste nella evidente riduzione del campo di variabilità ovvero nella riduzione della dinamica.

Il livello di potenza sonora emesso da una turbina eolica è normalmente determinata, dai principali costruttori, attraverso misure sperimentali sul campo. Le modalità e la strumentazione da impiegare sono stati, originariamente, specificati nella IEA Recommended Practice (International Energy Agency, 1994) e successivamente trasferiti nella principale norma tecnica di settore, ovvero la I.E.C. 61400-11 (International Electrotechnical Commission 61400-11) – Standard: Wind turbine generation systems – Part 11: Acoustics noise measurement techniques (I.E.C., 2001). Obiettivo delle misure è quello di definire lo spettro di potenza sonora  $L_w$ , la direttività ed eventuali componenti tonali.

Le misure sul campo sono necessarie sia per le dimensioni dei sistemi eolici, sia per la necessità di determinare le prestazioni acustiche durante il reale funzionamento. La determinazione del livello di potenza sonora avviene in modo indiretto attraverso una serie di misurazioni dei livelli di pressione sonora attorno all'aerogeneratore in corrispondenza di diverse velocità del vento (tra 6 e 10 m/s ad intervalli di 1 m/s e misurate a 10 m di quota), compresa quella di riferimento corrispondente ad 8 m/s. Tale tecnica non separa la componente meccanica da quella aerodinamica del rumore.

Le misurazioni vengono effettuate ad una distanza  $R_0$  dalla turbina pari a:  $H + D/2$ , dove  $H$  è l'altezza del mozzo e  $D$  il diametro del rotore; questa distanza è un compromesso per garantire da un lato un'adeguata distanza dalla sorgente, e, dall'altro per evitare una eccessiva influenza del suolo, delle condizioni atmosferiche e del rumore indotto dal vento stesso.

Infatti, il principale fattore di mascheramento dell'emissione sonora di un generatore eolico è rappresentato dal rumore residuo del vento stesso; inoltre, quest'ultimo è fortemente influenzato dall'orografia e dalla posizione del ricevitore.

## **4.9.2 Misure di mitigazione**

### **4.9.2.1 Mitigazione in fase di costruzione**

Al fine di mitigare gli impatti derivanti dalla componente rumore in fase di costruzione verranno prescritte delle precise modalità di lavoro. In particolare:

1. nessuna lavorazione verrà svolta durante le ore notturne;
2. i mezzi di cantiere, con particolare riguardo ai gruppi elettrogeni, verranno dotati di dispositivi di silenziamento al fine di limitare i disturbi sulla fauna e sulle popolazioni;
3. le attività di cantiere verranno programmate anche tenendo conto dei livelli di pressione sonora tollerabili a seconda della zona in cui si interviene: nelle aree maggiormente sensibili, con presenza di ricettori, si tenderà a limitare il numero di mezzi contemporaneamente in funzione e viceversa dove non si rileva la presenza di particolari ricettori si adotterà una strategia che tenga in minore considerazione la contemporaneità di azione con livelli di rumorosità maggiori.

### **4.9.2.2 Mitigazione in fase di esercizio**

Il parco eolico in esame sarà costituito da aerogeneratori con rotore costituito da tre pale con controllo di apertura.

Le pale sono costituite da fibra di vetro rinforzata ottenuta mediante tecnologia di prefusione. Ogni pala consiste di due elementi fissati ad una struttura di supporto mediante inserti di acciaio speciale, il passo del rotore è variabile. Questo sistema garantisce un ottimo adattamento dell'angolo delle pale in tutte le condizioni di ventosità in modo da, secondo quanto dichiarato dal costruttore, di ottimizzare la produzione di potenza e ridurre al minimo l'emissione del rumore.

L'aerogeneratore funziona con ventosità pari o superiore a 3 m/s.

In corrispondenza di alta velocità del vento il sistema di controllo mantiene la produzione di potenza al suo valore nominale indipendentemente dalla temperatura e dalla densità dell'aria. In corrispondenza invece di bassa velocità del vento il sistema a passo variabile ottimizza la produzione di potenza scegliendo la combinazione tra velocità del rotore e angolo di orientamento in modo da avere il massimo del rendimento.

Il calcolo per la previsione di impatto acustico presso i potenziali ricettori è stato realizzato con il modello matematico relativo al decadimento del livello sonoro per divergenza geometrica. Il livello di potenza sonora di ciascun aerogeneratore, con le relative curve di potenza, è stato fornito dal committente. L'analisi previsionale ha considerato lo spettro di potenza sonora degli aerogeneratori per bande in terzi di ottava. Il territorio in esame non è soggetto a zonizzazione acustica ai sensi della legge quadro sull'inquinamento acustico L. n. 447/1995.

A livello previsionale l'impianto in esame risulta conforme alla vigente normativa in materia di tutela della popolazione dal rischio di indebita esposizione al rumore per il territorio in esame. Gli aerogeneratori dovranno adottare le curve di potenza evidenziate nell'analisi analitica

## **4.10 Salute pubblica**

### **4.10.1 Inquadramento**

Un'infrastruttura rilevante come un parco eolico costituito da 14 aerogeneratori deve soddisfare una serie di criteri che consentano di rendere nulle o comunque compatibili le possibili interazioni tra il parco stesso e la componente salute pubblica. Già il P.I.E.A.R. della Regione Basilicata impone una serie di requisiti che hanno l'obiettivo di rendere un parco "sicuro" per le popolazioni che risiedono e frequentano l'area di intervento. In particolare gli aspetti contenuti nel Piano che intervengono sulla componente qui analizzata sono:

1. distanza reciproca tra le torri e i fabbricati abitati/frequentati presenti nell'area del parco;
2. fenomeni di ombreggiatura intermittente (shadow flickering) nei confronti dei fabbricati abitati/frequentati;
3. fenomeni legati alle interferenze da rumore soprattutto in fase di esercizio nei confronti dei fabbricati abitati/frequentati ;
4. fenomeni di interazione tra i campi E.M. che si generano nelle diverse componenti

dell'impianto e le popolazioni residenti e/o frequentanti l'area del parco.

Il parco in oggetto soddisfa, una volta poste in essere le azioni di mitigazione previste, tutti i requisiti citati precedentemente.

Di contro, la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile genera un significativo miglioramento della situazione sotto l'aspetto delle emissioni di gas serra, notoriamente dannosi per sia l'ambiente che per la salute umana, su scala regionale/nazionale con la naturale conseguenza di migliorare le condizioni di vivibilità del territorio che, pur ospitando un impianto di produzione di energia elettrica da 50 MW, non è soggetto alle problematiche delle emissioni di gas serra.

#### 4.10.2 Valutazione impatti

##### 4.10.2.1 Impatto in fase di costruzione

La componente salute pubblica in fase di costruzione può subire impatti a causa, essenzialmente, di incidenti legati all'operatività del cantiere. Inoltre si presterà particolare attenzione, in fase di programmazione delle attività di cantiere, a non sovraccaricare negli orari di punta le arterie di collegamento principali a servizio dell'area.

La scarsa antropizzazione della zona del parco unita con la dotazione già buona di viabilità consente di considerare tale componente a **basso impatto**.

#### 4.10.3 Misure di mitigazione

##### 4.10.3.1 Mitigazione in fase di costruzione

Al fine di mitigare il più possibile tale componente verranno realizzate delle apposite segnalazioni stradali lungo la viabilità di servizio che, durante la fase di costruzione, sarà soggetta ad un carico di traffico non trascurabile.

Analogamente si interverrà con l'apposizione di segnaletica, anche lungo la viabilità ordinaria, in particolar modo nelle zone di interconnessione tra quest'ultima e quella a

servizio del parco, che dovrà necessariamente far fronte ad un aumento dei passaggi di autoveicoli ed autoarticolati pesanti e leggeri.

Il trasporto dei componenti del singolo aerogeneratore avverrà con l'ausilio di trasportatori specializzati che provvederanno a mettere in campo tutte le mitigazioni previste dalla normativa in materia per evitare pericoli alla circolazione.

I principali rischi di incidente connessi con la fase di realizzazione dell'opera sono quelli tipici della realizzazione di opere in quota: carichi sospesi, cadute accidentali dall'alto.

Si farà pertanto uso di tutti i dispositivi di sicurezza e modalità operative per ridurre al minimo il rischio di incidenti con ovvia conformità alla legislazione vigente in materia di sicurezza nei cantieri.

##### 4.10.3.2 Mitigazione in fase di esercizio

Impatto Elettromagnetico

Le caratteristiche dei cavidotti interni al parco, come riportato nella relazione specialistica, non consentono il superamento dei limiti di induzione magnetica previsti dalle normative vigenti e, pertanto, non sono previste misure di mitigazione.

Il cavidotto nel tratto di vettoriamento, in cui nello stesso scavo sono presenti tutte e tre le terne, genera una campo di induzione magnetica che raggiunge i 3  $\mu$ T a 2,7 metri dall'asse di posa dello stesso. Al fine di mitigarne l'impatto si prevede la definizione di una fascia di rispetto di 3+3 metri rispetto all'asse dello stesso.

Per quel che riguarda, invece, la linea aerea a 150kV, come misura di mitigazione primaria si è scelto di realizzare la cabina d'impianto in adiacenza alla sottostazione Terna.

In tal modo è stato possibile prevedere una linea aerea relativamente breve (circa 70 metri) sulla quale, peraltro, è prevista una fascia di rispetto di 18+18 metri.

Le aree in cui è previsto il superamento dei limiti di legge verranno adeguatamente segnalate.

#### 4.11 Sistema insediativo e condizioni socio economiche

In genere la costruzione di un parco eolico incide sui seguenti aspetti socioeconomici:

- incremento delle risorse economiche per le amministrazioni locali;

- beneficio economico per i proprietari delle aree interessate;
- creazione di posti di lavoro;
- incremento dei flussi turistico-didattici.

L'incremento delle risorse economiche per l'Amministrazione Comunale di Genzano di Lucania comporterà la possibilità per lo stesso di programmare investimenti a medio-lungo termine, con ricadute significative su tutta la comunità.

Nella fase di costruzione, inoltre, si genereranno diversi posti di lavoro che potranno, seppure in modo lieve, disincentivare la popolazione rispetto all'annoso fenomeno migratorio in atto.

Infine, il parco potrebbe diventare meta di turismo per gli alunni delle scuole di tutta l'area vasta di riferimento (il comprensorio dell'Alto Bradano) portando nuovi introiti e notorietà.

#### 4.11.1 Valutazione impatti

Tutti gli impatti riportati nel precedente paragrafo sono valutabili come **positivi**.

#### 4.12 Dismissione impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo una attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la

vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili.

A grandi linee di seguito si riportano le attività che verranno messe in campo nel caso in cui, alla fine della vita utile, si decidesse di dismettere l'impianto eolico. Verranno smontate le torri, in opera rimarrà solamente parte del plinto di fondazione, che sarà

reinterrato garantendo un franco di almeno un metro dal piano campagna. Per le piazzole sono previsti i seguenti interventi:

- a) rimozione di parte del terreno di riporto per le piazzole in rilevato. Il materiale di risulta sarà trasportato a discarica;
- b) disfacimento della pavimentazione, costituita da uno strato di fondazione con misto granulare naturale di 30 cm e dal soprastante strato di misto artificiale di cm 20, per le piazzole in sterro. Trasporto a discarica del materiale;
- c) rinverdimento con formazione di un tappeto erboso con preparazione meccanica del terreno erboso, concimazione di fondo, semina manuale o meccanica di specie vegetali autoctone.

Si procederà alla disconnessione del cavidotto elettrico, l'operazione di dismissione prevede le seguenti operazioni:

- scavo a sezione ristretta lungo la trincea dove sono stati posati i cavi,
- rimozione in sequenza di nastro segnalatore, tubo corrugato, regolino protettivo, conduttori;
- rimozione dello strato di sabbia cementato e asfalto ove presente.

Dopo aver rimosso in sequenza i materiali, saranno ripristinati i manti stradali utilizzando il più possibile i materiali di risulta dello scavo stesso.

Naturalmente, dove il manto stradale sarà di tipo sterrato sarà ripristinato allo stato originale mediante un'operazione di costipatura del terreno, mentre dove il manto stradale è in materiale asfaltato sarà ripristinato l'asfalto asportato.